



**INSTITUTE FOR ENERGY AND
ENVIRONMENTAL RESEARCH**

6935 Laurel Avenue, Suite 201
Takoma Park, MD 20912-4413
USA

Tél. : (301) 270-5500
Fax : (301) 270-3029
e-mail : ieer@ieer.org
<http://www.ieer.org>



WORLD INFORMATION SERVICE ON ENERGY

31-33 rue de la Colonie
75013 Paris
FRANCE

Tél. : (33) 01 45 80 26 07
Mob. : (33) 06 07 71 02 41
e-mail : yves.marignac@wise-paris.org

Sûreté nucléaire en France post-Fukushima :

Analyse critique des Évaluations complémentaires de sûreté (ECS)
menées sur les installations nucléaires françaises après Fukushima

par

Arjun Makhijani, Ph.D.

**Président, Institute for Energy and Environmental Research
(Takoma Park, Maryland, USA)**

Yves Marignac

**Directeur de WISE-Paris
(Paris, France)**

Février 2012

Table des matières

Remerciements et avertissement	5
Résumé - Conclusions et recommandations	7
I. Introduction	13
II. La méthodologie des évaluations complémentaires de sûreté	15
1. ECS et retour d'expérience de Fukushima	15
2. Cahier des charges des ECS	16
3. Cadre méthodologique des ECS	18
3.1. Points forts du cadre méthodologique	19
3.2. Points faibles et lacunes de la méthodologie	20
4. Recommandations	23
III. Analyse de la démarche ECS d'EDF pour les centrales	25
1. Note préliminaire : les références et la transparence	25
2. La démarche des ECS conduite par EDF	26
2.1. Réévaluation des risques et des scénarios d'accident proposée par EDF	26
2.2. Dispositions envisagées par EDF pour accroître la robustesse	27
2.3. Commentaires sur la démarche d'EDF	28
3. Analyse des rapports ECS d'EDF présentée par l'IRSN	31
3.1. Approche de l'IRSN	32
3.2. Prise en compte des risques de séisme et d'inondation	33
3.3. Prise en compte des agressions induites	34
3.4. Avis de l'IRSN sur les situations accidentelles	35
3.5. Avis de l'IRSN sur moyens de limitation des conséquences d'un accident grave	38
3.6. Commentaires sur l'avis de l'IRSN	40
4. Conclusions sur les apports et limites des ECS produites par EDF	45
4.1. Principaux points forts de la démarche ECS d'EDF	46
4.2. Points faibles dans la démonstration proposée par EDF	47
IV. Compléments nécessaires à la démarche ECS d'EDF	53
1. Accroître la sûreté par la prévention, l'exemple du zircaloy	54
2. Réduire le potentiel de danger, l'exemple du combustible MOX	57
3. Approche réaliste sur l'état des installations et prise en compte du vieillissement	61
3.1. Limites du processus de vérification de la conformité	61
3.2. Conformité et vieillissement	62
3.3. Conclusions	65
4. Réexamen des dispositions profondes de conception et de construction	66
4.1. Robustesse des enceintes de confinement	67
4.2. Piscines de refroidissement	71
4.3. Conclusions	73
5. Conséquences d'accidents graves dans les piscines de désactivation	74
6. Réévaluation des conséquences hors site d'un accident sur une centrale	80
7. Approche globale sur les risques, intégration de la sécurité	82

V. Application de la démarche ECS aux réacteurs existants :	
les cas de Gravelines, Flamanville et Civaux	85
1. Description des sites dans les rapports ECS d'EDF	85
1.1. Caractéristiques des installations et des sites	86
1.2. Commentaires sur la présentation des sites dans les rapports ECS d'EDF	87
2. Conclusions génériques d'EDF applicables aux centrales de Gravelines, Flamanville et Civaux	89
3. Éléments d'analyse complémentaires sur la centrale de Gravelines	91
3.1. Présence de combustible MOX	91
3.2. Conformité de l'installation et vieillissement	92
3.3. Dimensionnement aux agressions externes naturelles	96
3.4. Vulnérabilités et scénarios d'accident	98
4. Éléments d'analyse complémentaires sur la centrale de Flamanville	101
4.1. Conformité de l'installation et vieillissement	101
4.2. Dimensionnement aux agressions externes naturelles	104
4.3. Vulnérabilités et scénarios d'accident	105
5. Éléments d'analyse complémentaires sur la centrale de Civaux	110
5.1. Conformité de l'installation et vieillissement	110
5.2. Dimensionnement aux agressions externes naturelles	113
5.3. Vulnérabilités et scénarios d'accident	115
6. Conclusions sur les réacteurs existants	116
VI. Application de la démarche ECS au projet de réacteur EPR de Flamanville	119
1. Conclusions d'EDF pour l'EPR de Flamanville	119
2. Objectifs et démonstration de sûreté du projet de réacteur EPR	121
2.1. EPR et potentiel de danger	121
2.2. Démonstration générale de sûreté	122
2.3. Sécurité	126
3. Compléments d'évaluation du projet EPR de Flamanville	127
3.1. Conformité des travaux de construction	127
3.2. Dimensionnement	130
3.3. Vulnérabilités et scénarios d'accident	133
4. Conclusions sur l'EPR	136
VII. Analyse de l'ECS produite par Areva pour La Hague	139
1. Note préliminaire : les références et la transparence	139
2. Présentation succincte du site et de la situation actuelle	139
3. Principaux points forts et points faibles dans la présentation et la démarche d'Areva	141
3.1. Points forts	141
3.2. Points faibles	142
4. Discussion approfondie des points faibles	143
4.1. Explosions de red oil	143
4.2. Un point de vue limité des accidents	151
4.3. Élargissement des situations accidentelles importantes	153
4.4. Manque d'analyse des accidents passés ou évités de justesse	156
4.5. Gestion des accidents dans le contexte d'une contamination sur site et hors site	156
4.6. La question de la sous-traitance	159
5. Conclusion globale sur La Hague	159
Bibliographie	161

Remerciements et avertissement

Ce rapport a été rédigé pour Greenpeace France, dont nous remercions l'équipe pour son soutien dans cet exercice difficile. Nous remercions également les différentes personnes qui ont directement contribué à la réalisation de ce rapport : Gordon Thompson, Directeur exécutif de l'Institute for Resource and Security Studies, a relu et fait des commentaires sur le chapitre sur La Hague (Chapitre VII) et nous a également fourni de la documentation ; Julie Hazemann, Directrice d'EnerWebWatch, nous a fourni une veille précieuse sur les développements des processus de réévaluation de la sûreté des réacteurs dans différents pays. Nous tenons aussi à remercier Lois Chalmers de l'IEER pour son travail sur la bibliographie et Annie Makhijani, Project Scientist de l'IEER pour son assistance.

Les analyses présentées dans ce rapport doivent également beaucoup aux échanges passés ou poursuivis pendant ce projet avec différents experts institutionnels et non institutionnels sur les enjeux de sûreté et leur réévaluation dans le contexte de l'après-Fukushima. Nous remercions dans cet esprit les différentes personnes qui ont mené au sein du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), de l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI) et dans les Commissions locales d'information des réflexions sur les ECS qui ont nourri la nôtre. Nous saluons ici l'ouverture qu'a représentée l'accès dès leur publication aux rapports ECS des exploitants et de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Nous avons d'ailleurs également bénéficié directement ou indirectement des différents échanges organisés autour des ECS, notamment par l'ANCCLI et l'IRSN avec le concours de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Nous espérons vivement que de tels échanges vont se poursuivre et se structurer pour conduire à un véritable processus d'expertise pluraliste qui nous semble très utile pour progresser sur ce dossier.

Un mot au sujet de notre processus. Nous avons élaboré conjointement le projet de cette étude puis partagé le travail de recherche, d'analyse et de rédaction. Nous avons écrit ensemble les deux chapitres d'introduction et d'analyse méthodologique (Chapitres I et II). Ensuite Arjun Makhijani s'est chargé de la revue critique des ECS de La Hague (Chapitre VII) et de plusieurs questions génériques abordées dans le Chapitre IV ; Yves Marignac a développé les ECS des réacteurs (Chapitres III, V, et VI) ainsi que le reste des questions génériques traitées dans le Chapitre IV. Ces responsabilités spécifiques sont également indiquées au début de chaque chapitre ou section. Nous avons discuté l'ensemble des parties puis tous les deux relu le rapport dans son intégralité. Enfin, Arjun Makhijani a résumé certains points du Chapitre III puis assuré la relecture finale du rapport. À l'issue de cette collaboration très riche, nous partageons pleinement les analyses développées dans cette étude. Toutefois, il ne nous a pas toujours été possible de croiser la vérification de tous les détails, et à ce titre chacun de nous porte la responsabilité finale des contenus qu'il a eu la charge de développer et de rédiger.

Arjun Makhijani
et Yves Marignac,
février 2012

Résumé

Conclusions et recommandations

La catastrophe qui a frappé la centrale de Fukushima Dai-ichi au Japon le 11 mars 2011 a définitivement démontré qu'un scénario d'accident jugé jusque là trop improbable pouvait se réaliser. Pour répondre aux défaillances multiples et sans précédent de la sûreté nucléaire ainsi mises en évidence, le Gouvernement français a engagé très vite une démarche d'évaluation complémentaire de la sûreté (ECS) des principales installations nucléaires. Les rapports ECS des exploitants ont été publiés en septembre 2011 et leur analyse par l'IRSN a été publiée en novembre 2011. Ces mesures de transparence inédites, accompagnées d'une concertation dans les instances nationales et locales concernées, ouvrent la voie à une expertise pluraliste du dossier.

Le présent rapport dresse une analyse critique de la démarche conduite à travers les ECS, depuis leur cahier des charges jusqu'aux conclusions de l'IRSN, en s'appuyant notamment sur l'analyse menée par EDF sur les trois sites de Gravelines, Civaux et Flamanville couvrant les différents paliers du parc de réacteurs ainsi que le projet de réacteur EPR en construction, et sur l'analyse menée par Areva pour les usines de retraitement de La Hague. À ce stade, notre analyse porte sur le processus d'évaluation technique et n'étudie pas les premières conclusions et prescriptions qu'en a tirées l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) début janvier 2012. Vus les délais courts et les ressources limitées, nous n'avons pas cherché à examiner tous les sites ou tous les problèmes. En conséquence, nous avons ciblé certaines questions de sûreté essentielles et formulé des recommandations qui, nous espérons, apporteront des éléments utiles au débat français sur la sûreté nucléaire.

Les rapports ECS étudiés présentent des points forts qu'il est important de souligner. Pour la première fois, des hypothèses écartées à la conception et dans la conduite des installations sont envisagées et leurs conséquences examinées. Conformément au cahier des charges, ils étudient de façon systématique les scénarios d'accident grave qui pourraient être déclenchés par un séisme et/ou l'inondation, y compris dépassant le dimensionnement des installations, ainsi que l'ensemble des situations pouvant découler d'une perte des alimentations électriques et/ou des sources de refroidissement. Enfin, les dispositifs qui devraient être mis en place pour prévenir des rejets radioactifs importants sont décrits en détail, et des propositions de dispositifs de renforcement sont introduites. Par conséquent, les documents ECS fournissent un premier éclairage important sur la sûreté nucléaire en France et les mesures qui pourraient être nécessaires pour réduire les risques d'accidents graves telles qu'on doit les envisager après Fukushima.

Principales conclusions

Notre analyse des évaluations complémentaires de sûreté confirme, au-delà des conclusions tirées dans leurs rapports par les exploitants, qu'à la lumière de Fukushima plusieurs scénarios d'accident majeur doivent être considérés comme plausibles :

- pour les 58 réacteurs en exploitation d'EDF, quelque soit le palier considéré :
 - un accident de fusion du cœur peut conduire à une rupture brutale de l'enceinte (fuite atmosphérique majeure) et/ou un percement du radier (contamination des eaux),
 - un accident de vidange de piscine d'entreposage peut conduire à un feu du combustible et à des rejets très importants faute d'enceinte de confinement de ce bâtiment ;
- pour le projet de réacteur EPR, les mêmes risques ne peuvent pas être totalement écartés ;
- pour les usines de retraitement de La Hague, un accident majeur peut se produire sur une piscine de combustible ou sur un stockage de déchets liquides hautement radioactifs.

Les rapports ECS constituent un bon point de départ pour envisager le renforcement de la sûreté des installations vis-à-vis de ces scénarios, mais ils présentent en l'état trop de limites et de lacunes pour fonder des décisions définitives.

À l'examen, le cahier des charges très limité et son interprétation par les exploitants ont en effet conduit à des faiblesses importantes dans les ECS :

1. Une réserve générale doit être posée sur les conclusions apportées par les exploitants, du fait d'une part des limites dans l'analyse de l'état réel des installations, et d'autre part que les démonstrations présentées n'ont dans l'ensemble pas pu s'appuyer sur de nouvelles études. De nombreuses conclusions reposent ainsi sur la justification par les « jugements d'experts » et la confiance des ingénieurs dans la qualité de la conception et de la construction des installations ;
2. Le tableau des déclencheurs et aggravations possibles de situations accidentelles n'est pas complet et les situations étudiées dans les ECS ne sont donc pas « enveloppe » des scénarios d'accident. Les éléments suivants manquent ou ne sont pas suffisamment développés dans les ECS :
 - a) les scénarios découlant de défaillances matérielles sur les équipements des installations, d'erreurs humaines et d'actes de malveillance,
 - b) les défaillances et agressions secondaires pouvant résulter d'un séisme et/ou une inondation et d'une perte d'alimentation électrique et/ou de refroidissement, notamment : (i) ruptures dans les circuits primaire et secondaire de refroidissement des réacteurs, (ii) chutes de charge (y compris d'un assemblage de combustible usé lors de son transfert ou d'un château de transport du combustible), (iii) incendies et (iv) explosions, y compris les explosions d'hydrogène dans les réacteurs et les explosions chimiques de « red oil » à La Hague.
3. Des facteurs susceptibles de rendre plus difficiles la gestion d'un accident, notamment la contamination sur le site due à la défaillance d'installations secondaires non-classées ne sont pas pris en compte. La contamination du site s'est révélée être un facteur important dans les difficultés auxquelles les autorités et le personnel se sont heurtés pour gérer l'accident de Fukushima. Celui-ci a aussi démontré que la contamination hors site peut compliquer la mobilisation des secours extérieurs et détourner les ressources, comme le personnel de protection. À ce titre, la réflexion menée dans le cadre des ECS doit conduire à une réévaluation des scénarios pour la planification de la gestion des conséquences immédiates de l'accident hors site et la gestion post-accidentelle à plus long terme.
4. Plusieurs questions génériques importantes ne sont pas examinées, dont :
 - a) les limites imposées par les choix non ou difficilement réversibles de conception, telles que le dimensionnement des enceintes des réacteurs ou celui des piscines d'entreposage du combustible sur les sites des centrales et à La Hague ;
 - b) le rôle que le vieillissement joue dans l'aggravation des conséquences des accidents. Les ECS sont basées sur un état théorique des installations mi-2011 et ne prennent pas en compte le vieillissement, qui augmente le risque de défaillance des dispositifs de sûreté et celui de rupture d'éléments matériels, y compris non remplaçables (cuve et enceinte des réacteurs).
5. En général, les propositions développées autour de l'idée de « noyau dur » pour l'alimentation électrique et le refroidissement, et du renforcement des moyens de gestion de crise répondent par l'aval sans réduire en amont le potentiel de danger. Il manque par exemple dans les ECS :
 - a) une réflexion sur des facteurs de risques tels que l'utilisation de gaines de combustible en zirconium. Le zirconium joue un rôle central dans les accidents de fusion et dans la production d'hydrogène lors de ces types d'accidents, comme cela s'est produit à Three Mile Island et à Fukushima, mais la possibilité de recourir à des matériaux alternatifs n'est pas abordée ;
 - b) une évaluation du facteur aggravant que constitue l'utilisation du combustible MOX ou du risque que génère l'entreposage concentré de grandes quantités de combustible, dont une part importante de MOX, à La Hague.

Principales recommandations

Les documents ECS devraient être révisés selon un cahier des charges plus complet, qui inclut les agressions internes et externes, et la gestion des crises prenant en compte la contamination sur site et hors site. Les analyses présentées devraient également mieux identifier les marges d'incertitude pesant sur les conclusions et les moyens et délais envisagés pour les réduire. En outre, les ECS devraient prendre en compte l'état actuel des installations.

Élargir le cercle de l'expertise de ces dossiers nous semble nécessaire et constitue à terme un moyen de faire émerger et de mettre en débat une approche plus complète pour définir des nouvelles exigences de sûreté et leurs conditions de mise en œuvre. À ce titre, un processus de recensement systématique et de suivi des différents approfondissements et prolongements de la démarche ECS devrait être mis en place, et des revues indépendantes devraient être prévues aux étapes les plus critiques. Ce processus devrait en particulier couvrir la réalisation des améliorations des ECS recommandées ci-après.

Les scénarios d'accident pour les réacteurs : les rapports ECS d'EDF montrent des limites importantes dans l'étude des scénarios considérés. Outre les limites fixées par le champ et le cahier des charges des ECS, EDF écarte systématiquement toute hypothèse d'aggravation des scénarios par des agressions induites par le déroulement de l'accident. De plus, EDF écarte pour les réacteurs l'ensemble des phénomènes les plus redoutés de rupture de l'enceinte par explosion ou percement du radier pour ne retenir que le cas le moins pénalisant d'une montée en pression lente et d'une dépressurisation de l'enceinte. Enfin, EDF ne retient pour les piscines qu'une situation d'échauffement sans vidange qui ne conduit pas à un accident grave, alors que différentes hypothèses pouvant engendrer une vidange et conduire à des conséquences plus sérieuses doivent être envisagées.

Recommandations sur les scénarios d'accident pour les réacteurs :

1. Les études ECS d'EDF devraient être complétées pour analyser de façon déterministe différents scénarios écartés dans les rapports actuels. Ceci comprend notamment la possibilité d'autres initiateurs liés à des défaillances matérielles internes ou à une origine humaine, ainsi que le rôle potentiel d'incendies, explosions ou chutes de charge induits par les chaînes d'événements supposées dans les scénarios considérés.
2. Les rapports ECS devraient être complétés par l'analyse des conséquences potentielles des phénomènes d'explosion d'hydrogène ou de vapeur ou de traversée du radier envisageables en cas de fusion du cœur et actuellement écartés par EDF.
3. EDF devrait dans le cadre des ECS mener des études spécifiques aux sites sur les accidents et leurs conséquences pour les piscines de combustible usé. En particulier, le faible niveau de protection contre une vidange de piscine et ses conséquences devrait être pris en compte.

Le zircaloy : la gaine des crayons de combustible est faite d'un alliage, le zircaloy, composé principalement de zirconium. Le découverture du combustible suite à une perte du refroidissement de la cuve déclenche une série de phénomènes qui entraîne la fusion du cœur. Le zircaloy joue un rôle central dans le déroulement de ces événements ainsi que dans la production d'hydrogène et le risque d'explosion. Cependant aucun document ECS n'envisage les possibilités pour remplacer le zirconium comme matériau de gainage du combustible.

Recommandation sur le zircaloy :

1. Le rôle des matériaux de substitution devrait consister à éliminer ou largement réduire la génération d'hydrogène. Il en résulterait que la probabilité d'un accident grave avec des rejets radioactifs serait considérablement réduite. Un programme systématique de recherche et développement devrait être mis en place pour trouver un substitut au zircaloy avec pour objectif de significativement réduire la probabilité d'un accident grave entraînant la fusion du cœur.

Le combustible MOX : vingt-deux réacteurs, tous 900 MWe sont autorisés à utiliser, et vingt-et-un utilisent effectivement un combustible mixte de dioxyde de plutonium et d'uranium (MOX) jusqu'à 30 % du cœur du réacteur. Le combustible MOX pose un ensemble de problèmes de sûreté lors d'un accident, et l'entreposage du combustible usé MOX est plus compliqué de part sa charge thermique plus grande. Les conséquences de la fusion du cœur chargé en combustible MOX ou d'incendies de combustible usé MOX pourraient aussi être beaucoup plus graves que celles avec du combustible de dioxyde d'uranium (UOX). Les documents ECS ne prennent pas compte de ces différences. Cette problématique est importante pour tous les réacteurs chargés en MOX, mais encore plus pour le site de Gravelines, où six réacteurs sont autorisés à utiliser du MOX et cinq d'entre eux l'utilisent. Cette situation est également importante pour La Hague, où au moins 900 tonnes de MOX, principalement du combustible usé, sont

entreposées. Cela représente plus que le MOX engagé ou entreposé dans l'ensemble des sites utilisant le combustible MOX. Bien que la charge thermique du combustible MOX utilisé entreposé sur les sites des réacteurs soit trop grande pour être entreposé à sec, la plupart du MOX à La Hague pourrait être entreposée de cette façon. L'entreposage à sec présente globalement une meilleure sûreté que l'entreposage en piscine.

Recommandations sur le MOX :

1. Les risques et les conséquences de l'utilisation du MOX, y compris le combustible utilisé MOX, doivent être évalués explicitement dans le cadre du processus des ECS.
2. La réduction des risques qui accompagnerait l'arrêt de l'utilisation du combustible utilisé MOX devrait être également considérée dans les ECS.
3. En outre, la réduction de la quantité de combustible utilisé entreposé dans les piscines permettrait également de réduire les risques et les conséquences d'accidents de piscine d'entreposage du combustible utilisé. Les ECS devraient examiner la diminution du risque que pourrait procurer l'entreposage à sec une fois suffisamment refroidi, sur les sites ou à La Hague, du combustible MOX utilisé.

La conception et le dimensionnement des réacteurs : les choix de conception et de dimensionnement qui ont été retenus lors de la construction des différentes installations ont un rôle déterminant sur leur capacité à résister aux scénarios non envisagés à l'époque considérés dans les ECS. Par exemple :

a) Des différences ont été introduites entre les différents paliers du parc de réacteurs d'EDF. Les réacteurs 1 300 et 1 450 MWe ont une double paroi de béton respectivement précontraint et armé alors que les réacteurs 900 MWe ont une simple paroi en béton armé dont la surface intérieure est recouverte d'une peau métallique destinée à assurer l'étanchéité. La double paroi a été conçue notamment pour mieux résister aux agressions externes. Par contre, l'absence de peau métallique intérieure est susceptible de les rendre plus vulnérables aux agressions internes telles qu'une explosion d'hydrogène. EDF n'a pas examiné les conséquences en termes de robustesse de ce type de différences dans le dimensionnement des paliers du parc français.

b) Les piscines d'entreposage du combustible utilisé n'ont pas été conçues et ne sont pas traitées avec le même degré de préoccupation vis-à-vis de la sûreté que les réacteurs, car durant les premières décennies de l'énergie nucléaire, seuls les accidents de réacteurs étaient considérés comme importants. Par conséquent, les piscines et les bâtiments combustibles ne sont pas dimensionnés au même niveau que les enceintes de confinement des réacteurs et n'offrent donc pas le même degré de résistance aux agressions externes ou internes. Fukushima a clairement démontré les risques associés aux piscines de combustible utilisé. De plus, la quantité des radionucléides à vie longue du combustible en piscine, notamment l'inventaire du césium 137 (le principal contaminant à vie longue après Tchernobyl et Fukushima) à La Hague est beaucoup plus important que dans n'importe quel réacteur. Face à cette situation, il convient à la fois de réfléchir au renforcement et d'adapter les méthodes de gestion.

Recommandations sur la prise en compte des choix de conception :

1. Les ECS d'EDF devraient rendre compte des différences de conception et de dimensionnement et de leurs conséquences sur la capacité des installations à résister aux agressions internes et externes, afin de mesurer les écarts de robustesse des installations à différents scénarios d'accident grave envisagés dans le cadre des ECS actuelles et de leur révision.
2. Cette analyse devrait soutenir des réflexions sur les possibilités techniques et la faisabilité de renforcement des éléments constitutifs les moins robustes en cherchant à atteindre un niveau aussi élevé et homogène que possible des installations. Il s'agit notamment de palier aux faiblesses respectives des différents bâtiments (enceintes en fonction de leurs caractéristiques et bâtiments combustibles).
3. Parallèlement des réflexions doivent être menées pour adapter la gestion. Ainsi, le temps de refroidissement d'un cœur de réacteur avant son transfert dans la piscine devrait être révisé avec

comme objectif le maintien des rejets d'iode 131 à un niveau aussi bas que possible dans l'éventualité d'un accident. De plus, des études devraient explicitement évaluer quels arrangements du combustible usé dans la piscine réduiraient les risques de propagation d'un incendie.

Les écarts de conformité et le vieillissement : l'existence d'écarts entre le référentiel des installations sur lequel est basée l'évaluation de sûreté et leur état réel induit un risque important qui ne peut être réduit qu'en améliorant la connaissance détaillée des écarts pour les traiter d'une part, et en prenant en compte la possibilité d'écarts non détectés d'autre part.

De plus, le vieillissement et l'usure des différents dispositifs participant à la sûreté réduisent régulièrement les marges de sûreté réputées acquises à la conception et à la construction. À ce titre, il convient de rappeler que les réacteurs ont été conçus pour fonctionner au moins 30 ans mais pas plus de 40 ans. Or le vieillissement fragilise notamment des éléments non remplaçables et abaisse leur seuil de rupture aux chocs thermiques ou mécaniques, réduisant les marges de sûreté. Aucun renforcement ne semble à même de repousser les limites imposées par le vieillissement. Ainsi certaines enceintes des 1 300 MWe et 1 450 MWe apparaissent déjà dégradées, tandis que pour les cuves de plusieurs réacteurs de 900 MWe les marges estimées vis-à-vis du risque de rupture apparaissent parfois insuffisantes avant 40 ans. Par ailleurs, l'usure continue de l'ensemble des équipements crée un risque diffus et croissant avec le temps de défaillance de la sûreté.

Recommandations sur les conformités et le vieillissement :

1. La démarche d'examen de conformité entreprise dans le cadre des rapports ECS doit être approfondie pour intégrer, au-delà du référentiel actuel, l'ensemble des éléments entrant en jeu dans les scénarios ECS ainsi que leurs supports. L'impact des non conformités connues ou envisagées devra être discuté.
2. Les mécanismes de vieillissement doivent être pris en compte dans la démarche ECS. Il s'agit d'une part d'envisager l'impact des mécanismes de vieillissement connus et identifiés sur les scénarios d'accident, et d'autre part d'étudier la sensibilité des scénarios d'accident à des défaillances dues à des effets de vieillissement non décelés. En particulier, les ECS devraient analyser la contribution potentielle de ces problèmes à l'apparition ou à l'accélération d'effets faibles dans les scénarios.
3. Le rôle des écarts de conformité et des effets du vieillissement dans la dégradation de la robustesse va à l'encontre de l'objectif de renforcement. La réflexion sur la définition de nouvelles exigences de sûreté doit prendre en compte ces phénomènes pour chercher à mieux définir les seuils acceptables dans ce domaine.

Le réacteur EPR : Le projet de réacteur EPR en cours de construction à Flamanville a été conçu dès l'origine pour mieux résister aux agressions diverses et réduire à la fois la probabilité et les conséquences de scénarios d'accidents graves. Toutefois, sa conception doit être confrontée au retour d'expérience de Fukushima. Des premiers éléments de discussion sont apparus sur l'implantation vulnérable à l'inondation de ses diesels de secours, sur la protection de sa salle de commande contre un accident du cœur ou sur le degré de sûreté de sa piscine d'entreposage. En amont de cette discussion, il faut rappeler que la démonstration générique de la sûreté de l'EPR n'est pas achevée sur des points aussi cruciaux que son système de contrôle commande ou son dispositif innovant de récupérateur de corium. Par ailleurs, le chantier de construction a été affecté par de nombreux problèmes entraînant d'importantes non conformités.

Recommandations pour l'EPR :

1. Le rapport ECS d'EDF pour le projet de réacteur EPR devrait fournir un état aussi précis que possible des sujets restants ouverts dans le cadre de l'instruction du rapport de sûreté du réacteur. Ce bilan devrait permettre d'apprécier la sensibilité des résultats proposés par EDF aux incertitudes de cette instruction.
2. De même, le rapport ECS d'EDF pour l'EPR devrait fournir un état aussi précis que possible des non conformités identifiées au cours du chantier de construction et de leur traitement passé ou à venir. Le rapport devrait étudier au moins pour les plus importants d'entre eux leur influence sur le comportement du réacteur dans les scénarios considérés par les ECS, en particulier les éventuels effets

faillaise ou les effets cumulatifs. De plus, considérant le risque que des non conformités ne soient pas décelées au cours du chantier, une analyse de sensibilité des résultats des ECS à des défauts non décelés devrait être proposée.

3. Par ailleurs, le champ des scénarios envisagés pour l'EPR devrait s'élargir pour prendre en compte l'ensemble des éléments recommandés plus haut pour les réacteurs existants (initiateurs, agressions induites, conséquences déterministes des phénomènes redoutés...).

Les usines de retraitement de La Hague : Mis à part le combustible usé stocké sur site, La Hague dispose d'un vaste inventaire de déchets liquides hautement radioactifs qui doivent être refroidis. La perte totale du refroidissement pendant plusieurs jours pourrait entraîner une explosion avec possibilité de dispersion de contamination sur une vaste étendue. En 1957, l'explosion d'une cuve contenant des déchets de retraitement en Union Soviétique a entraîné une contamination qui perdure des sols d'une vaste région. Les autorités norvégiennes en matière de radioprotection ont estimé qu'un rejet des déchets liquides hautement radioactifs stockés à Sellafield, au nord-ouest de l'Angleterre, pourrait produire une contamination au césium-137 correspondant à un dixième au moins et jusqu'à cinquante fois des retombées de l'accident de Tchernobyl en Norvège.

Par ailleurs, de « l'huile rouge » (ou « red oil ») est formée quand un mélange de produits chimiques organiques entre en contact avec de l'acide à des températures élevées. Le contrôle du flux des matières et de la température, ainsi que la capacité d'effectuer des mesures sont importantes pour éviter les explosions de red oil. Dans le passé, plusieurs se sont produites aux États-Unis, et plus récemment en Russie en 1993, lorsqu'une partie d'un bâtiment de retraitement a été détruite par la force de l'explosion. L'IRSN a publié un document technique sur ces sujets en 2008. Pourtant, Areva n'a pas examiné le problème des explosions de red oil dans le cadre de l'ECS post-Fukushima, c'est-à-dire dans le contexte de perte totale de refroidissement et/ou de l'alimentation électrique.

Recommandations pour La Hague :

1. L'analyse ECS menée par Areva pour le site de La Hague devrait être renforcée sur les accidents et leurs conséquences pour les piscines de combustible usé. Le faible niveau de protection contre une vidange de piscine et ses conséquences devrait être pris en compte.
2. Areva devrait également examiner les arbres de défaillances des accidents potentiels, pour que des mesures d'atténuation plus complètes puissent être mises en place.
3. Areva devrait envisager la possibilité d'entreposage de faible densité du combustible usé dans ses piscines, laquelle augmenterait considérablement les délais d'ébullition, combiné avec l'entreposage à sec du combustible usé.
4. Areva devrait étudier la possibilité de réduire l'inventaire de l'entreposage du combustible usé à La Hague en favorisant des inventaires plus importants sur les sites des réacteurs en configuration à faible densité dans les piscines avec le reste en entreposage à sec. L'inventaire à la Hague pourrait être réduit au minimum des quantités requises pour des opérations de retraitement facilement gérables.
5. Si possible, certains termes sources secondaires mais quand même importants, devraient être éliminés dans des délais plus rapides, éliminant ainsi des sources, qui pourraient aggraver la gestion des situations accidentelles.

I. Introduction

La catastrophe de Fukushima Dai-ichi a définitivement démontré qu'un scénario d'accident jugé jusque là trop improbable pour être possible pouvait se réaliser. Le dispositif de sûreté nucléaire, dans son ensemble, a donc connu une défaillance majeure dont il faut dès lors identifier la nature en examinant tous les éléments qui concourent à la sûreté. Des principes généraux de doctrine à leur application dans la conception puis dans la conduite et dans le contrôle des installations, le champ à couvrir est considérable. Il apparaît au moins clairement, en préalable à cette réflexion, que même si des particularismes japonais ont pu jouer un rôle, la catastrophe trouve son origine dans des facteurs plus génériques. Dès lors, c'est bien l'ensemble des installations nucléaires dans le monde dont la sûreté doit être réévaluée à la lumière des leçons de Fukushima.

En France, cette tâche d'audit de la sûreté des installations nucléaires sur le territoire national a été confiée par le Premier ministre, dans un courrier du 23 mars 2011, à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Celle-ci a dès lors produit un cahier des charges, essentiellement transposé de celui auquel elle avait fortement contribué au sein du European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG) pour la démarche de « stress tests » menée au niveau de l'Union Européenne. Après avis notamment du Haut comité à la transparence et à l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), l'ASN a demandé le 5 mai 2011 aux exploitants, sur la base du cahier des charges modifié, d'engager des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) de leurs installations.

Le processus des ECS s'est déroulé en plusieurs étapes. Les exploitants ont remis en juin les notes présentant la méthodologie qu'ils avaient retenue, qu'après avis, notamment de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), l'ASN a approuvée, moyennant quelques demandes complémentaires. Moins de trois mois après, le 15 septembre 2011, les rapports des exploitants ont été remis à l'ASN¹. Celle-ci a parallèlement conduit de nombreuses inspections dans les installations concernées, auxquelles ont pu participer des représentants de l'IRSN et, pour une partie des installations seulement, du HCTISN, ainsi que ponctuellement, en fonction des échanges sur chaque site, des membres de la CLI correspondante. L'IRSN a remis son rapport aux Groupes permanents d'experts pour les réacteurs et pour les usines, réunis les 8, 9 et 10 novembre 2011². Après examen des rapports ECS des exploitants, du rapport de l'IRSN et des avis des deux groupes permanents, l'ASN a remis ses conclusions au début du mois de janvier 2012^{3,4}.

Pour la première fois dans le cadre du processus d'instruction d'un dossier de sûreté en France, les rapports des exploitants et le rapport de l'IRSN ont été rendus publics dès leur remise à l'ASN, sans attendre les conclusions de cette dernière. Cette avancée dans le registre de la « transparence » doit être soulignée. Elle a permis une évolution importante dans l'ouverture à la discussion de ce dossier.

Celle-ci est cependant, à ce stade, restée limitée au niveau d'échanges ponctuels ou réguliers avec différentes instances de concertation, notamment le HCTISN, l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCLLI) et plusieurs Commissions locales d'information (CLI) qui ont produit leur propre analyse du dossier. En particulier :

- le HCTISN a mis en place, suite à la concertation engagée avec l'ASN sur le cahier des charges des ECS, un groupe de travail qui prévoit de rendre ses conclusions au cours du premier semestre 2012⁵ ;

¹ Il s'agit plus précisément des rapports concernant les 80 installations nucléaires de base qui ont été jugées prioritaires, dont les 58 réacteurs exploités par EDF et les principales usines de la chaîne du combustible. Les rapports concernant les autres installations devront être remis au plus tard le 15 septembre 2012.

² IRSN, *Evaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations*, rapport n° 679, 2 tomes, novembre 2011. (IRSN 2011 Tome 1 et IRSN 2011 Tome 2)

³ ASN 2012-01-03

⁴ ASN 2011-12

⁵ Les travaux du « GT audits » mis en place par le HCTISN, notamment son rapport d'étape du 7 décembre 2011, sont présentés sur son site. <http://www.hctisn.fr/gt.html>.

- l'ANCCLI a mandaté le Groupement de scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire (GSIEN) pour rendre en décembre 2012 un avis global sur les ECS⁶ ;
- les CLI des sites de l'usine de retraitement de La Hague, de la centrale de Flamanville et du Centre de stockage de la Manche (CSM) ont mis en place un groupe de travail InterCLI qui a produit un document de questionnement sur la démarche ECS conduite sur ces sites ; d'autres CLI ont mis en place des groupes de travail qui ont produit leur propre questionnement⁷. Certaines de ces réflexions ont notamment pu être échangées au niveau national dans le cadre de plusieurs réunions organisées avec le concours de l'ANCCLI, de l'IRSN et de l'ASN⁸.

En revanche, le processus poursuivi par les pouvoirs publics n'a pas permis la mise en place d'une véritable démarche d'expertise pluraliste, consistant par exemple à rassembler au sein d'un groupe de travail des experts de disciplines et d'horizons divers pour élaborer le cahier des charges, suivre la démarche des exploitants ou discuter les résultats des ECS. Cette démarche nous semble pourtant à terme plus capable de faire émerger et de mettre en débat dans la société une approche plus complète autour des nouvelles exigences de sûreté et de leurs conditions de mise en œuvre.

Dans ce contexte, l'objectif du présent rapport est d'apporter une contribution au processus des ECS à partir d'une analyse critique de la méthodologie déployée. Cette analyse porte à la fois sur le cadre générique des ECS, discuté sur la base du cahier des charges des ECS et des recommandations méthodologiques de l'ASN, et sur les réponses apportées par les exploitants. Il n'est ni dans la mission ni dans les moyens de cette étude d'engager une analyse de l'ensemble des rapports ECS. Ainsi, les réflexions développées dans le présent rapport sont donc basées sur une sélection de rapports ECS couvrant différentes situations : trois sites de centrales avec Gravelines, Flamanville et Civaux, ainsi que le site de l'usine de retraitement de La Hague. L'analyse présentée dans ce rapport s'appuie également, tout en la discutant, sur l'évaluation critique des ECS produite par l'IRSN. Elle prend également en compte les éléments produits par l'ANCCLI et les CLI des sites analysés.

Ainsi, le rapport discute successivement, en dégagant aux différentes étapes des conclusions et recommandations, les points suivants :

- **la méthodologie des évaluations complémentaires de sûreté** : l'analyse porte d'abord sur le champ des ECS, replacé dans la perspective plus générale du retour d'expérience de Fukushima, puis sur l'identification des points forts et des points faibles du cahier des charges des ECS, avant de discuter la méthodologie préconisée par l'ASN (chapitre II) ;
- **les ECS menées par EDF pour les réacteurs de puissance** : l'étude s'appuie sur les rapports ECS des trois sites choisis pour analyser la démarche développée par EDF sur son parc et son application. Le rapport présente :
 - une analyse critique de la démarche générique proposée par EDF, à partir du raisonnement commun proposé dans chacun de ses rapports ECS et de son analyse par l'IRSN (chapitre III),
 - une discussion plus approfondie de quelques limites fondamentales du champ, du cahier des charges et des choix méthodologiques observés dans les rapports ECS d'EDF (chapitre IV),
 - une étude des limites et lacunes des rapports ECS présentés par EDF pour les réacteurs existants sur les trois sites de Gravelines, Flamanville et Civaux, couvrant les différents paliers du parc (chapitre V),
 - une étude des limites et lacunes du rapport ECS présenté par EDF pour le projet de réacteur EPR de Flamanville (chapitre VI) ;
- **l'ECS menée par Areva sur le site de l'usine de retraitement de La Hague** : le rapport discute les conclusions du rapport ECS d'Areva pour ce site en analysant ses points forts et ses points faibles (chapitre VII).

⁶ GSIEN 2011

⁷ Les initiatives recensées par l'ANCCLI, qui publie les productions des CLI correspondantes sur son site, incluent outre le groupe InterCLI de la Manche celles de Gravelines, Le Blayais, Saint-Laurent, Dampierre et Civaux. Voir la page : <http://www.anccli.fr/Surete/FUKUSHIMA> (ANCCLI Fukushima).

⁸ Trois réunions ont été tenues à Paris les 14 septembre 2011, 24 novembre 2011 et 20 janvier 2012. Les présentations et compte-rendus de ces réunions sont mis en ligne par l'ANCCLI. <http://www.anccli.fr/Surete/Le-partenariat-avec-l-IRSN/Les-enjeux-de-surete-suite-a-FUKUSHIMA> (ANCCLI 2011-01-20).

II. La méthodologie des évaluations complémentaires de sûreté

Sur le plan méthodologique, le processus des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) mené en France suite à l'accident de Fukushima doit être analysé à plusieurs niveaux.

1. ECS et retour d'expérience de Fukushima

La démarche ECS n'est qu'une première étape dans une réflexion plus longue qui pourra déboucher sur une évolution beaucoup plus en profondeur de la conception des installations et des normes et critères applicables sur ce qui est en jeu dans les ECS⁹. On peut en particulier à ce niveau insister sur le caractère très profond de la remise en question induite par l'accident de Fukushima. Celui-ci remet radicalement en cause l'estimation du risque d'accident majeur qui prévalait avant cette catastrophe : la probabilité était jusqu'ici estimée au niveau de 1 risque pour 1 million d'années réacteurs, mais le risque réalisé s'avère environ 300 fois plus élevé.

Cette catastrophe nucléaire a mis à mal plusieurs principes essentiels de la doctrine de sûreté internationale :

- l'approche probabiliste, non pas au sens des évaluations probabilistes de sûreté (EPS) utilisées dans les démonstrations de sûreté comme alternative à des études déterministes, mais au sens d'un choix « à dire d'expert » sur les situations jugées suffisamment probables pour être plausibles et celles qui sont jugées suffisamment improbables pour être écartées de l'analyse (soit la combinaison d'un tremblement de terre et d'un tsunami de l'ampleur de ceux qui ont pourtant eu lieu dans le cas de Fukushima avec de multiples défaillances en parallèle et en série) ;
- la défense en profondeur, c'est-à-dire la multiplication des dispositifs à la fois en termes de redondance et de duplication des systèmes de secours et d'emboîtement des barrières de confinement successives (l'accident de Fukushima a montré que l'ensemble de ces systèmes de secours puis de ces barrières pouvait, dans une sorte d'engagement mécanique infernal, céder les uns après les autres) ;
- l'absence de mode commun, c'est-à-dire l'impossibilité, grâce à la séparation des bâtiments, des fonctions etc. d'une situation où un événement extérieur (agression externe) ou interne provoque une condition d'accident grave similaire sur des éléments séparés du site. A Fukushima, tous les trois réacteurs en fonctionnement lors du séisme ont simultanément perdus leur refroidissement en eau et leur alimentation électrique suite au séisme¹⁰.

Cette analyse est importante notamment en ce qu'elle replace au centre des préoccupations de sûreté la capacité intrinsèque d'une installation à conduire à la catastrophe, directement liée au potentiel de danger que représente l'inventaire de matières qu'elle contient, quantitativement (volumes et radioactivité totale des termes sources mises en jeu) et qualitativement (nature et toxicité des matières, forme physico-chimique et réactivité, etc.). La puissance intrinsèque et la toxicité du combustible, placé au cœur d'un réacteur nucléaire ou en piscine, sont telles qu'il est impératif qu'une défaillance comme celle de Fukushima soit inacceptable pour plusieurs raisons fondamentales, notamment parce qu'elle aurait comme conséquence de bouleverser profondément, gravement, et sur une longue durée (pendant des années, voire des décennies) la vie sociale et économique. Le retour d'expérience de Fukushima indique la nécessité d'une démarche de sûreté nucléaire qui vise à réduire à la source les potentiels de danger en travaillant sur les inventaires et l'état de matières nécessaires en un point donné d'une installation à un

⁹ L'ASN elle-même reconnaît que ce processus pourrait prendre jusqu'à une dizaine d'années, en soulignant que c'est le temps qui a été nécessaire pour intégrer pleinement le retour d'expérience de Tchernobyl (pourtant beaucoup plus éloigné dans sa technologie) dans les objectifs de sûreté.

¹⁰ Les réacteurs 4, 5 et 6 étaient à l'arrêt au moment du séisme. (JAIF 2011)

instant donné. Dans ce contexte, il importe de noter qu'à travers la doctrine de défense en profondeur, l'accent a au contraire été mis sur la multiplication des systèmes destinés à empêcher ce potentiel de danger de s'exprimer, tout en laissant progressivement ce potentiel augmenter (accroissement de la taille des réacteurs, de la puissance du combustible, développement de l'utilisation du plutonium, etc.).

Il n'est pas évident qu'une révision en profondeur est un objectif fondamental des ECS : comme leur nom l'indique, elles visent bien des évaluations « complémentaires » qui pourraient rester à ce titre inscrites dans la démarche continue d'évaluation de la sûreté imposée aux activités nucléaires par la réglementation française. Les exploitants insistent dans leurs rapports sur ce point en soulignant les contributions à la sûreté des exercices tels que les réexamens de sûreté.

En rapportant l'exercice de retour d'expérience de l'accident de Fukushima à un complément d'évaluation de la sûreté des installations existantes, on ne doit pas penser que cette question peut être réglée dans le strict cadre réglementaire actuel ; au contraire, des changements fondamentaux seront probablement nécessaires, étant donné le caractère inattendu et catastrophique de Fukushima. Dans ce contexte, il convient de noter que le retour d'expérience de Fukushima du Groupe de travail de la U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC, publié en juillet 2011) a décrit l'approche réglementaire américaine comme « une mosaïque [« patchwork »] d'exigences hors dimensionnement et d'initiatives volontaires pour le maintien de la sûreté » et demandé « un cadre réglementaire qui soit logique, systématique et cohérent »¹¹.

Les résultats des ECS devront être placés dans une réflexion plus globale, mobilisant une expertise pluraliste et associant les parties prenantes, sur une nécessaire évolution des concepts et des priorités de l'ensemble de la démarche de sûreté nucléaire. Nous sommes conscients que les délais établis pour cette première étape d'évaluation post-Fukushima étaient courts. Néanmoins, la vision des ECS doit être élargie dès le départ. En particulier, elle doit inclure les accidents initiés par des erreurs humaines ou des actes de malveillance et, pour la démarche de sûreté, un aspect préventif comme élément essentiel.

2. Cahier des charges des ECS

Avant d'analyser plus en détail la méthodologie proposée par l'ASN pour mener les évaluations complémentaires de sûreté, il est utile de se pencher sur le champ et les objectifs visés par l'exercice. Le cahier des charges général de l'audit¹², devenu par la suite ECS a été fixé à l'issue des échanges entre l'ASN et le HCTISN notamment, sur la base de la lettre du 23 mars 2011 du Premier ministre à l'ASN¹³ et de la réponse du Président de l'ASN le 25 mars 2011¹⁴. Les compléments apportés par les différentes étapes de concertation n'ont fait évoluer le cahier des charges qu'à la marge en termes d'orientation par rapport au document élaboré par l'ASN avec ses homologues européens dans le cadre d'ENSREG.

Deux évolutions importantes résultant de l'ensemble de ce processus méritent toutefois d'être signalées :

- l'élargissement du champ des ECS des seuls réacteurs nucléaires à l'ensemble des installations nucléaires. Cette préoccupation témoigne du fait que les enseignements de Fukushima ont bien une portée générique sur la doctrine de sûreté nucléaire qui dépasse le cadre technique des spécificités des réacteurs. De ce point de vue, la liste complète des installations couvertes et la distinction établie entre les installations à traiter en priorité en 2011 et les autres à traiter en 2012 constituent des évolutions très positives ;
- l'élargissement du champ des questionnements à la gestion des sous-traitants à travers les « conditions de recours aux entreprises prestataires ». Cette évolution témoigne de l'importance dans la sûreté nucléaire, au-delà des dispositifs physiques et des procédures techniques, de la maîtrise du facteur humain. Toutefois, sans minimiser la question importante des conditions de travail des sous-traitants et de leurs conséquences possibles du point de vue de la sûreté, il convient de souligner que la dimension humaine de la sûreté peut se poser de façon beaucoup plus large. Il

¹¹ NRC 2011, p. 18 et p. 22.

¹² ASN 2011-05-05, Annexe 1

¹³ Fillon 2011-03

¹⁴ ASN 2011-03-25

s'agit en fait de savoir si, dans différentes conditions pré-accidentelles ou accidentelles, les personnels nécessaires seraient disponibles en nombre suffisants, aux postes et aux moments voulus, et disposant des compétences ad hoc tant du point de vue de leur qualification théorique que de leur entraînement pratique à gérer la situation. Cette dimension essentielle n'est malheureusement qu'effleurée dans le cahier des charges des ECS¹⁵.

Nous soutenons la démarche qui consiste à tirer les leçons de l'accident de Fukushima sur une longue période de temps car nous avons conscience, comme d'autres, qu'un temps considérable s'écoulera avant d'arriver à une compréhension totale de l'accident de Fukushima. Cependant, pour cette même raison, le cahier des charges aurait dû avoir une vision plus large de l'ECS initial notamment les accidents initiés par les erreurs humaines ou de malveillance. Cette première étape aurait donné un aperçu plus complet pour l'élaboration ultérieure des règles de sécurité ainsi que des lacunes dans la sécurité et la gestion des accidents qui doivent être abordées dans le court et moyen terme alors même que les évaluations à long terme sont poursuivies. À ce titre, le périmètre technique du cahier des charges, tout en allant dans la bonne direction, présente de grandes insuffisances, en particulier :

- du point de vue des causes et du déroulement de l'accident, il n'est pas pertinent de limiter l'analyse des événements initiateurs aux seuls phénomènes naturels (et même explicitement de façon encore plus restrictive au séisme et à l'inondation). Les risques d'origine humaine auraient dû, dans une démarche de révision globale de la robustesse des principes même de sûreté (et pas seulement des dispositifs qui en découlent) être intégrés dans cette analyse¹⁶. Ceci concerne a minima les causes accidentelles, et devrait même inclure les actes de malveillance ;
- du point de vue des conséquences de l'accident et de leur gestion, il n'est pas pertinent de limiter l'analyse aux moyens d'urgence déployés par l'exploitant sans intégrer la discussion sur les mesures d'urgence relevant de services situés hors du site. En d'autres termes, la redéfinition des Plans particulier d'intervention (PPI) élaborés autour des sites et leur adéquation aux situations à envisager devrait être traitée dans la démarche. Dès lors qu'un accident a des conséquences hors du site, les décisions d'évacuation ou de confinement, de distribution des pastilles d'iodes et autres mesures prévues par le PPI peuvent être déclenchées. Ces mesures font partie intégrante de la réduction des conséquences des accidents et leur fonctionnement devrait donc être analysé dans le cadre de l'audit.

Les objectifs de l'audit, c'est-à-dire leur traduction en critères d'évaluation et de décision clairs n'ont jamais été précisés au-delà du principe de laisser aux autorités, in fine, « la définition des mesures appropriées à l'issue de la réévaluation de la sûreté ». La démarche d'ECS aurait dû dès l'origine s'inscrire dans un processus de décision clarifié dans son calendrier et ses modalités par les autorités : autrement dit, expliciter dès le départ les règles du jeu en termes de résultats attendus des ECS et des conséquences envisagées selon les situations rencontrées (obligations de renforcement, voire de mise à l'arrêt, temporairement ou définitivement, selon les résultats.). L'audit devrait permettre de fixer des critères clairs de décision sur l'arrêt ou la poursuite d'exploitation des installations en fonction de la réévaluation de leur sûreté¹⁷.

¹⁵ ASN 2011-05-05, Annexe 1, p. 18

¹⁶ On peut avancer de nombreux exemples d'événements qui, tout en étant susceptibles de conduire à des situations dégradées de gravité comparables à celles engendrées par un phénomène naturel à Fukushima, engendrent des modalités de défaillance très différentes qu'il faut analyser dans chaque cas : chute d'avion sur une partie sensible telle que bâtiment réacteur, piscine, salle de commande ; explosion chimique (y compris en interne dans un risque d'effet de site pouvant par exemple exister à Comurhex-Tricastin) ; panne informatique généralisée (comme on l'avait craint par exemple à l'approche de l'an 2000 avec le bug du même nom également appelé Y2K) ; etc.

¹⁷ Pour mémoire, on peut souligner combien la situation réglementaire est de ce point défaillante en France en rappelant qu'au moment où cet audit s'est engagé, les réacteurs d'EDF fonctionnaient sans restriction malgré les nombreuses défaillances graves d'ores et déjà avérées. On peut mentionner à ce sujet :

- les nombreuses questions sur l'avancement du programme de renforcement de la tenue à l'inondation de plusieurs sites suite à l'incident du Blayais lors de la tempête de 1999,
- les nombreuses questions sur le niveau de renforcement effectif de la tenue au séisme des réacteurs d'EDF après la révision de l'évaluation du risque sismique au cours des années 2000,
- l'annonce en décembre 2010 d'une anomalie sur la tenue au séisme de matériels des stations de pompage de secours sur plusieurs réacteurs 900 MWe et 1.300 MWe,
- l'annonce en février 2011 d'un dimensionnement insuffisant, sur les 34 réacteurs de 900 MWe (dont 21 sont chargés en MOX), du circuit d'injection haute pression pour refroidir suffisamment le cœur en cas de rupture importante du circuit primaire,

Enfin, la forme de l'audit n'a jamais été inscrite, malgré les demandes initiales dans ce sens, dans un véritable processus d'expertise pluraliste. Au contraire, la démarche des ECS s'inscrit dans une logique fermée et très étroite d'auto-évaluation : les exploitants sont chargés de faire eux-mêmes le réexamen de leur analyse de sûreté, et l'ASN est chargée de faire elle-même le contrôle de cette analyse de la sûreté qu'elle contrôlait... La concertation mise en place avec un groupe de travail au HCTISN (qui n'est toutefois en rien un groupe technique) est intéressante, mais elle n'est pas cette co-construction de l'évaluation qui était nécessaire pour apporter un regard neuf dans le dispositif. De même la mise en ligne, très en amont de la décision, de documents relatifs au déroulement des ECS (tels que les rapports des exploitants) est une bonne chose. Cela permet une évaluation par des organismes externes. Ces évaluations, avec celle de l'IRSN, offrent la possibilité d'une seconde étape dans laquelle une nouvelle version de l'ECS traiterait de problèmes de manière plus inclusive et approfondie.

Par ailleurs il faut signaler que ce cahier des charges, par principe, se centre sur la sûreté des installations nucléaires et la gestion des conséquences d'un accident sur les sites. Cette étude indispensable ne constitue cependant qu'une partie d'un « stress test » de la société française suite à Fukushima, tenant compte du niveau de développement de l'industrie nucléaire en France et de la dépendance dans laquelle il place l'économie et la société française. Ainsi, plusieurs scénarios devraient au-delà des ECS être étudiés par les autorités :

- d'une part, les mesures prises pour éviter un accident majeur peuvent dans certains cas conduire à l'arrêt brutal et durable de nombreux réacteurs¹⁸ ;
- d'autre part la découverte de nouveaux éléments remettant en cause la sûreté peut entraîner une réévaluation radicale du risque d'accident pouvant conduire, étant donné le caractère très standardisé du parc nucléaire français, à la conclusion de devoir fermer de nombreux réacteurs, avec des conséquences difficiles à estimer pour l'économie et la société ;
- enfin, la réalisation d'un accident grave, a fortiori d'un accident majeur comme celui de Fukushima conduirait à une pression forte pour fermer l'ensemble du parc. Au Japon seulement 3 réacteurs sur les 54 étaient en fonctionnement au 27 janvier 2012¹⁹. Une telle évolution serait très complexe en France et les pouvoirs publics devraient étudier et expliciter à la population française le plan de sauvegarde qu'ils imaginent pour faire face à, ou encore mieux éviter une situation comparable.

3. Cadre méthodologique des ECS

On s'intéresse ici au cadre méthodologique prescrit par l'ASN aux exploitants tel qu'il a été fixé par les décisions du 5 mai 2011, puis précisé dans les mois qui ont suivi : remise par les exploitants de notes méthodologiques²⁰ examinées par l'IRSN en juin 2011 puis par les Groupes permanents en juillet 2011, donnant lieu à des réserves et demandes complémentaires par l'ASN.

Une remarque préliminaire s'impose. Il a semblé nécessaire, notamment pour répondre dans des délais compatibles avec leurs attentes aux préoccupations du public, de se fixer un horizon court, de quelques

- enfin, l'annonce en février 2011 d'une usure prématurée de « coussinets » pouvant empêcher le démarrage en cas d'urgence des générateurs de secours diesel sur 19 réacteurs de 900 MWe.

¹⁸ Comme l'ont montré par exemple, pour les deux risques naturels pris en compte dans les ECS, l'arrêt prolongé de la centrale de Kashiwasaki-Kariwa suite à un séisme en 2007 au Japon, et celui de la centrale de North Anna suite à un séisme en août 2011 aux États-Unis. Après le séisme de 2007, il a fallu plus de 2 ans pour remettre en service le premier réacteur – le 28 décembre 2009 la tranche 7 a été officiellement approuvée pour une exploitation commerciale (TEPCO 2009-12-28) les tranches 1 et 7 ont été arrêtées pour des inspections programmées en août 2011. (TEPCO 2011-08-06 9am et TEPCO 2011-8-23 9am). La réglementation japonaise exige des arrêts pour inspections tous les 13 mois. Au 2 novembre 2011, seules deux tranches du site de Kashiwasaki-Kariwa étaient en service ; dans tout le Japon sur les 54 réacteurs, seuls 11 étaient en service. (JAIF Status 2011). Les deux tranches de North Anna ont remises en service en novembre 2011 à peu près trois mois après le séisme. (Dominion 2011)

¹⁹ Sur 54 réacteurs, outre les 6 réacteurs de Fukushima Dai-ichi, 11 autres réacteurs ont été arrêtés sur ordre du gouvernement suite à la catastrophe. 34 réacteurs sont arrêtés pour des inspections périodiques ou d'autres raisons, et nombre d'entre eux sont privés d'autorisation de redémarrer par les autorités locales. Seuls 3 réacteurs représentant 6,4 % de la puissance nucléaire installée (3,14 GWe sur 48,96 GWe) étaient en fonctionnement. (JAIF 2012)

²⁰ Malheureusement ces notes méthodologiques, qui constituent le point de départ de la démarche des exploitants et donc une pièce essentielle à l'évaluation de l'ensemble de cette démarche, ne sont à ce jour pas disponibles.

mois seulement, pour la réalisation de l'ensemble du processus des ECS. En particulier, les exploitants n'ont disposé que de trois mois environ pour mener les réévaluations demandées.

La demande faite dans le cahier de charges d'un examen des accidents hors dimensionnement va dans le bon sens. Nous sommes conscients que l'ASN ait pu décider de limiter les considérations initiales d'événements initiateurs aux séismes et inondations en raison du peu de temps imparti aux exploitants pour préparer les premiers ECS. Cela a été souligné par les groupes permanents en juillet 2011²¹ :

Les groupes permanents estiment que les démarches présentées à ce jour par les exploitants pour réaliser les évaluations complémentaires de sûreté sont globalement satisfaisantes, sous réserve que leurs dossiers à remettre à échéance de septembre 2011 incluent les compléments attendus, correspondant aux engagements qu'ils ont pris et aux recommandations jointes en annexe. Les groupes permanents soulignent le caractère ambitieux de cet exercice d'évaluation, dans les délais prévus, de la robustesse des installations à l'égard de situations extrêmes. Ils estiment que la qualité de ces évaluations dépendra de la capacité des exploitants à déployer de manière suffisamment approfondie les démarches qu'ils ont proposées. Les groupes permanents considèrent que les évaluations complémentaires de sûreté constituent la première étape du processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima, qui se déroulera sur plusieurs années.

Ainsi, même à l'intérieur du champ volontairement restreint des ECS, le délai très court imparti ne permettait en aucun cas de mener les études approfondies nécessaires à des résultats véritablement conclusifs. En d'autres termes, les conclusions de cette première étape des ECS ne sont que des résultats très provisoires, à considérer dans un sens comme dans l'autre avec beaucoup de prudence, en attendant la poursuite de la réflexion et l'approfondissement des études.

Le cadre méthodologique d'évaluation complémentaire de sûreté (ECS) proposé par l'ASN semble mais il présente un certain nombre de lacunes importantes.

3.1. Points forts du cadre méthodologique

Le principe fondamental qui sous-tend la demande que les exploitants préparent les documents ECS est judicieux. Selon l'IRSN le cadre fondamental de l'ECS est de revoir la sécurité à la lumière des premiers enseignements de l'accident de Fukushima²² :

Les ECS visent à prendre en compte les premiers enseignements des événements survenus sur la centrale de Fukushima Dai-ichi, en évaluant la résistance des installations nucléaires françaises à des scénarios extrêmes, allant au-delà des situations prises en compte pour leur dimensionnement. Ces évaluations concernent en 2011 les réacteurs de puissance en exploitation (REP de 900, 1300 et 1450 MWe), ou en construction (EPR), ainsi que certaines installations nucléaires jugées prioritaires par l'ASN (le Réacteur à Haut Flux de Grenoble, le Réacteur Jules Horowitz, le réacteur OSIRIS, l'installation MASURCA, l'Atelier de Technologie du Plutonium, la centrale PHENIX, l'usine MELOX, les établissements de La Hague, de FBFC et, sur le site du Tricastin, les établissements d'Areva NC, COMURHEX, EURODIF, Georges Besse II et de SOCATRI).

Nous sommes conscients, comme le sont les autres organismes qui évaluent les leçons de Fukushima, que les documents ECS représentent une toute première évaluation qui a été préparée dans des délais très courts. Un cadre d'étude exigeant de jeter un regard sur tous les incidents hors dimensionnement à la lumière de Fukushima devrait correspondre à la gravité et la complexité de cet accident. Aucune analyse n'avait envisagé plusieurs aspects de cet accident ; par conséquent, un nouvel ajustement des scénarios d'accident ainsi que du dimensionnement est impératif. L'exigence selon laquelle les exploitants doivent étudier les événements hors dimensionnement dans le contexte de l'accident de Fukushima est un solide point de départ.

²¹ GPR-GPU 2011, pp. 2-3

²² IRSN Résumé 2011, p. 2

Les autres points forts incluent notamment :

- la référence à une approche « essentiellement déterministe »²³, conduisant pour l'analyse de scénarios extrêmes à observer de façon progressive quand et comment une défaillance des mesures de protection peut être attendue ;
- la prise en compte, pour chaque scénario, de l'état le plus défavorable dans la limite autorisée par les spécifications techniques d'exploitation (et pas seulement les états les plus stables) ;
- l'identification des « effets de falaise » caractérisant la perte brutale de certaines fonctions et la dégradation brusque de séquence accidentelle qui s'ensuit, ainsi que des mesures permettant de les éviter ;
- la possibilité ouverte à l'exploitant de décrire les mesures permettant d'éviter les scénarios les plus extrêmes prévus dans l'ECS²⁴.

3.2. Points faibles et lacunes de la méthodologie

Toutefois plusieurs lacunes peuvent être identifiées dans la méthodologie proposée et par conséquent dans la démarche des ECS :

- l'ASN ne demande pas d'inclure à l'analyse une révision, à la lumière des nouveaux enjeux, du retour d'expérience des anciens incidents ou événements précurseurs (« near-misses ») qui pourraient pourtant constituer un élément essentiel de l'étude²⁵, en conduisant par exemple : (i) une analyse de l'accident comparé aux hypothèses des ECS et (ii) une analyse des mesures prises suite à cet accident (ou non) pour prévenir un nouvel événement de même nature ;
- la question des rejets importants de radioactivité dans le déroulement d'un accident, et notamment leur influence critique sur l'accès pouvant faire la différence entre la bonne ou mauvaise gestion de l'accident, semble hors champ de l'analyse. Ce point renvoie également aux réflexions nécessaires sur la nécessité de recourir à des sous-traitants (en masse et parfois même sans cadre contractuel bien établi) : dans quelles conditions et avec quel niveau de formation/qualification pour les tâches à effectuer, à la fois du point de vue de l'impact sur l'efficacité de la gestion et de l'impact en matière de radioprotection ;
- dans la mesure où l'ECS est de la responsabilité de l'exploitant, la question de la participation à la gestion de l'accident des secours extérieurs (forces de police, pompiers, services de secours etc.) est placée hors champ de l'évaluation. Ce choix lié à l'aspect réglementaire du processus²⁶ est toutefois très étroit, puisque le rôle de ces services, leur capacité de mobilisation et leur bonne coordination avec les moyens mobilisés par l'exploitant lui-même est une question clé, sauf à supposer que le personnel sur site est en mesure de contrôler la situation, ce qui n'a clairement pas été le cas à Fukushima. Ce constat s'applique à la fois à la nécessité de disposer sur le site des moyens de

²³ Ce point renvoie à une question importante qu'il peut être particulièrement intéressant d'analyser dans le contexte d'un travail franco-américain compte tenu de la différence d'approche des doctrines de sûreté dans les deux pays. Traditionnellement l'approche probabiliste de sûreté (PSA) a été fortement développée aux Etats-Unis alors que les autorités françaises ont toujours été beaucoup plus réticentes à introduire, même si elles l'ont fait dans une certaine mesure, cette méthode d'évaluation de la sûreté des installations. L'accident de Fukushima est bien sûr de nature à démontrer qu'une évaluation quantitative probabiliste des risques n'est pas adaptée aux scénarios extrêmes, ou seulement dans certaines situations qu'il faudra préciser.

²⁴ Il s'agit d'un point fort s'il est entendu comme incitant à la réflexion sur des mesures véritablement préventives des scénarios les plus graves, mais peut toutefois devenir un point faible s'il est utilisé pour juger que ces mesures préventives sont suffisamment robustes pour exclure de tels scénarios et ne pas leur porter toute l'attention nécessaire en les jugeant dès lors purement théoriques.

²⁵ C'est par exemple le cas des « incidents » survenus en avril 1980 à La Hague avec la perte totale d'alimentation et de refroidissement du stockage de déchets à haute activité liquides pendant plusieurs heures, ou de la situation de perte d'alimentation électrique et d'inondation au Blayais lors de la tempête de décembre 1999.

²⁶ Le rapport ECS de l'exploitant est assimilé à un dossier de sûreté et il n'est donc pas de son ressort d'inclure à l'évaluation des moyens dont la gestion revient aux autorités, en particulier au préfet à travers le déclenchement et la mise en œuvre d'un Plan particulier d'intervention (PPI) en cas d'accident nucléaire. Or, s'il semble que le travail de concertation en cours depuis plusieurs années sur la question du post-accidentel (groupe CODIRPA coordonné par l'ASN) a engagé une révision des scénarios accidentels de référence suite à Fukushima, il ne semble pas que ce soit le cas pour ce qui concerne la définition des PPI (qui restent en général basés sur des hypothèses de rejet tellement faibles qu'une distribution de pastilles d'iode dans un rayon de 5 à 10 km est jugée suffisante, et n'envisagent que de manière très limitée l'évacuation).

secours complémentaires de ceux de l'exploitant (donc d'être capable de les mobiliser et de les acheminer), mais aussi à la nécessité, compte tenu de la distance à laquelle les retombées radioactives peuvent se produire, de disposer de personnels entraînés de secours et de protection des populations en nombre suffisant ;

- la méthode ne demande pas en généralité d'évaluer la possibilité d'un accident en mode commun (touchant plusieurs installations simultanément), même si cet aspect est ponctuellement évoqué sur certains points²⁷. Pour les réacteurs et les piscines des centrales par exemple, il n'est pas fait mention d'une perte commune et simultanée de refroidissement²⁸ ;
- si l'ASN prescrit globalement une approche déterministe, l'approche probabiliste peut rester la règle pour certaines parties de la démonstration, par exemple pour la détermination de la période de retour et du niveau de séisme maximal à retenir. De même, l'introduction dans l'évaluation de marges de sûreté implique souvent un calcul probabiliste. Dans ce domaine, deux pistes auraient pu être suivies pour améliorer la robustesse des ECS :
 - a) une révision systématiquement non probabiliste de l'ensemble des événements externes à prendre en compte, c'est-à-dire dans le cadre du cahier des charges établi pour les ECS les risques de catastrophes naturelles du type séisme et inondation, qui devrait a minima être étendu aux tempêtes et autres épisodes climatiques extrêmes (sans parler des agressions externes d'origine humaine) ;
 - b) une clarification des conditions dans lesquelles une approche probabiliste est introduite dans l'approche déterministe et des conséquences en termes d'incertitude sur le résultat devrait être recommandée.

Dans ce contexte, nous rappelons la relation entre une approche déterministe et une approche probabiliste constatée par l'ASN²⁹ :

La démonstration de la sûreté des réacteurs nucléaires français repose pour l'essentiel sur une approche déterministe, c'est-à-dire que les dispositions de conception retenues par l'exploitant sont justifiées par l'étude d'une série d'accidents de dimensionnement et par l'application de règles et critères qui incluent des marges et des conservatismes.

Cette approche est complétée par la réalisation des études probabilistes de sûreté (EPS). Les EPS sont une méthode d'évaluation des risques fondée sur une investigation systématique des scénarios accidentels. Elles se composent d'un ensemble d'analyses techniques permettant d'apprécier les fréquences d'événements redoutés et leurs conséquences. Elles permettent d'obtenir une appréciation globale du niveau de sûreté, intégrant aussi bien la fiabilité des équipements que le comportement des opérateurs.

Compte tenu de ce qui précède, il semblerait implicite dans le cahier des charges de l'ASN qu'EDF et Areva devraient se servir d'une approche probabiliste pour compléter et renforcer l'analyse déterministe, même si le cahier des charges n'y fait seulement allusion³⁰ ;

- l'ASN, conformément au cahier des charges, ne prescrit pas de prendre en compte, à quelque niveau de l'analyse que ce soit, les causes humaines d'agression externe. Divers scénarios d'accident – sans parler bien sûr des agressions terroristes – peuvent être envisagés qui conduisent à des situations tout à fait particulières que le croisement des risques d'inondation et de séisme du côté des causes, et des situations de perte d'alimentation et de refroidissement du côté des conséquences ne permet pas de couvrir ;

²⁷ Ce point est par exemple évoqué sous l'angle de la recherche de moyens matériels de secours mobiles: Si les moyens d'un réacteur sont perdus, l'ASN demande d'abord d'envisager l'acheminement des matériels d'un autre réacteur du site puis la question, si tous les réacteurs du site sont touchés, de l'acheminement de moyens matériels disponibles hors site. Il ne s'agit cependant ici, comme pour la question des moyens de secours en personnel, que des moyens matériels disponibles en propre par l'exploitant (par exemple sur un autre site) et non des moyens de la puissance publique.

²⁸ ASN 2011-05-05, Annexe 1

²⁹ ASN 2002

³⁰ ASN 2011-05-05, Annexe 1, p. 8 : « Sur la base des informations disponibles (qui **pourraient inclure des EPS séisme**, une évaluation des marges sismiques ou d'autres études sismiques pour appuyer le jugement d'ingénieur), donner une évaluation du niveau de séisme au delà duquel la perte des fonctions fondamentales de sûreté ou l'endommagement du combustible (en cuve ou en piscine) deviennent inévitables ou, pour les installations autres que les réacteurs, conduisent à l'enclenchement d'actions relevant de situations accidentelles. » [c'est nous qui soulignons]

- la méthodologie fixée se concentre sur les caractéristiques et l'état d'une installation ou d'un site mais ne prend pas en compte les facteurs limitants ou aggravants qui peuvent intervenir dans les choix d'exploitation de l'installation. C'est le cas en particulier des choix sur le combustible. Les ECS devraient inclure une évaluation de l'augmentation du danger représenté par les combustibles (chaleur, criticité, radiotoxicité...), qu'il s'agisse de l'accroissement de leur taux d'irradiation et/ou de l'utilisation croissante de combustible au plutonium, dit MOX. À cet égard, dans le présent rapport nous étudions en détail la question du choix du matériau de gainage du combustible comme étant probablement l'exemple le plus important pour les réacteurs nucléaires (voir chapitre IV.1) ;
- l'état réel de l'installation est un autre facteur important que la méthodologie ne demande pas de prendre en compte. L'ASN demande que les ECS considèrent l'ensemble des conditions de fonctionnement prévues dans le cadre des règles d'exploitation, y compris les plus pénalisantes. La réévaluation de la sûreté devrait développer une véritable prise en compte de cette incertitude car des problèmes associés au vieillissement pourraient se manifester entre les inspections décennales, lesquelles font partie des exigences de la réglementation française, et parce que de nouveaux développements comme l'accident de Fukushima ou le séisme de 2007, à l'origine d'un arrêt prolongé du réacteur japonais de Kashiwazaki-Kariwa, pourraient jeter un nouveau éclairage sur les vulnérabilités des sites comprenant plusieurs réacteurs et sur le système électrique français dans son ensemble ;
- la démarche prescrite n'inclut pas la question des effets possibles en cascade d'un site à l'autre, par exemple de rejets sévères impactant un site suffisamment proche (comme le sont Flamanville et La Hague) ou des conséquences de l'arrêt brutal des réacteurs sur un site sur le réseau et donc l'alimentation d'autres installations. La question peut également se poser d'une panne longue et durable sur une partie importante du réseau affectant simultanément un nombre important de sites (centrales et autres installations nucléaires) ;
- la durée globale de l'accident à gérer ne semble pas être un élément de l'évaluation demandée : la formulation pose le problème dans l'autre sens, c'est-à-dire combien de temps tel dispositif peut-il résister ou combien de temps le site peut-il rester dans cette situation, sans prescrire une évaluation a priori de la durée vraisemblable des situations à considérer (y compris période avant le reflux dans le cas d'une inondation, période de répliques d'un séisme, etc.) ;
- dans la présentation de son cahier des charges, l'ASN cité « la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ». À notre avis les paragraphes suivants extraits de l'article 29 sont particulièrement pertinents à l'ECS³¹ :

IV.- Les prescriptions arrêtées par l'Autorité de sûreté nucléaire peuvent porter notamment sur :

1° Les dispositions à prendre en vue de prévenir les accidents ou incidents ou d'en limiter les effets ; à ce titre, peuvent être définis les moyens individuels ou collectifs de protection des populations contre les effets des accidents, que l'exploitant doit mettre en œuvre de manière préventive ; (...)

8° Les modalités pratiques d'information du public sur la sûreté de l'installation et sur son impact sur la santé des personnes et sur l'environnement, ainsi que sur les actions à entreprendre en cas d'accident.

Le cahier des charges aurait dû clairement préciser que les ECS devraient inclure des mesures visant à limiter les conséquences des accidents sur le public, notamment les zones et les mesures d'évacuation. En outre, compte tenu des graves et persistants problèmes de communication et d'information du public après Fukushima, lesquels ont eu des répercussions sur la sécurité des populations, les modalités de communication, d'évacuation, de démarcation des zones interdites, et les autres actions à entreprendre en cas d'accident auraient dû faire explicitement partie du cahier des charges.

³¹ Décret n° 2007-1557

4. Recommandations

À l'issue de cet examen méthodologique du cahier des charges des ECS, plusieurs recommandations peuvent être formulées pour améliorer le champ, la méthode et le processus des évaluations complémentaires de sûreté :

1. Les révisions ultérieures des ECS devraient dresser un tableau plus complet des déclencheurs possibles de situations accidentelles, notamment des erreurs humaines et de la malveillance. Les effets d'une contamination du site et / des équipements et les besoins concurrents de protection de la population dans l'éventualité d'un rejet radioactif doivent figurer dans des ECS plus complètes.
2. Dans son évaluation des ECS l'IRSN a noté qu'un « **noyau dur** » devrait être développé sur toutes les INB³² :

Cette démarche conduit à proposer, en complément des dispositions de sûreté actuelles, que soit identifié un « noyau dur » de structures, systèmes et composants (SSC) dont la disponibilité, dans tous les scénarios envisagés, permet d'assurer la maîtrise des trois fonctions essentielles de sûreté : la maîtrise de la réaction nucléaire, l'évacuation de la chaleur produite par cette réaction et le confinement des matières radioactives.

Ce concept apparaît solide dans son principe. Cependant, comme l'IRSN en a fait la remarque, sa mise en œuvre pourrait être compliquée du fait que les structures, les systèmes, et les composants en dehors du noyau dur pourraient, lors d'un accident avoir une incidence sur les éléments du noyau dur. Ce problème pourrait être particulièrement grave sur les sites d'aménagement dense avec des termes sources importants (par exemple, le site de La Hague) et un nombre de bâtiments, d'entreposage de matières dangereuses non radioactives, de procédés et d'équipements. Les concepts de protection physique, d'équipement redondant, de renforcement contre les explosions, de méthodes pour maintenir à un minimum la contamination par les radionucléides de zones sensibles et de l'équipement, même dans une situation extrême devraient être élaborés pour la prochaine étape des ECS pour apporter de détails concrets en vue de mettre en œuvre le concept de « noyau dur ».

3. Il faut que la méthodologie place au centre des préoccupations de sûreté la capacité intrinsèque d'une installation à conduire à la catastrophe, directement liée au potentiel de danger que représente l'inventaire de matières qu'elle contient, quantitativement (volumes et radioactivité totale des termes sources mises en jeu) et qualitativement (nature et toxicité des matières, forme physico-chimique et réactivité, etc.). Ce point est particulièrement crucial s'agissant des installations plus spécifiquement concernées par cette étude :
 - a) La Hague, qui concentre de très loin le plus gros potentiel de danger en France (y compris par rapport à n'importe quelle centrale) en ce qui concerne les termes source ayant de longues demi-vie (césium 137, strontium 90, plutonium 239, etc).
 - b) l'EPR de Flamanville, qui sous l'angle de la taille de son cœur et du taux de combustion qu'il vise représente une augmentation du risque, mis à part les questions qui ont été soulevées quant à sa conception. (Au niveau de l'augmentation de puissance, cette tendance suit d'ailleurs celle du palier N4 de Civaux.)
 - c) dans une moindre mesure Gravelines, qui avec six réacteurs fonctionnant au MOX concentre le plus gros potentiel de danger d'une centrale française parce que Fukushima a démontré la possibilité de multiple défaillances au cours d'un seul accident³³.

Dans ce cadre d'analyse, les révisions des ECS doivent également prendre en compte, d'une part des mesures préventives qui réduiraient les aléas pour les installations nucléaires de base (voir chapitre IV par exemple) et d'autre part des mesures qui viseraient à fortement réduire les conséquences les plus graves des accidents nucléaires.

³² IRSN 2011 Résumé, p. 3

³³ À ce titre il est sûrement utile d'envisager dans le rapport, si on introduit un rappel des causes et conséquences de l'accident de Fukushima, d'évoquer un scénario « worst case » où Fukushima-Daiichi aurait fonctionné avec six réacteurs en fonctionnement, tous chargés à un tiers de combustible MOX ainsi que les piscines, lorsque le séisme et le tsunami ont frappé.

4. L'ASN doit considérer une amélioration du processus dans lequel les ECS s'inscrivent. Une démarche de pluralisme de l'expertise et concertation pour l'amélioration du processus d'évaluation, objectivation de l'état des installations pour la transparence du processus de décision est très souhaitable. Un tel processus pourrait donner des analyses de sûreté pour une meilleure protection de la santé publique et de la sécurité.

III. Analyse de la démarche ECS d'EDF pour les centrales

(Yves Marignac)

Ce chapitre est consacré à l'analyse de la démarche générique développée par EDF pour les évaluations complémentaires de sûreté de ses centrales et traite à la fois :

- des écarts observés d'un point de vue méthodologique entre la méthode développée par EDF et le cahier des charges des études ECS ;
- des points forts et des points faibles qui apparaissent dans l'analyse ECS conduite par EDF et des compléments d'investigation qui semblent nécessaires.

Il n'était pas possible, dans les délais impartis et dans la limite de ce rapport, de mener une évaluation technique compréhensive. Nous avons ciblé notre analyse critique sur quelques points et problèmes importants pour illustrer les faiblesses que la prochaine étape de la démarche ECS devrait s'adresser. Cette analyse critique s'appuie fortement, pour apprécier la robustesse des démonstrations apportées par EDF, sur l'avis porté par l'IRSN dans son propre rapport sur l'ensemble des rapports ECS d'EDF. Ce chapitre reste toutefois centré sur l'analyse proposée par EDF et l'IRSN et ne développe pas d'analyse des lacunes identifiées dans le cahier des charges ou dans le champ des évaluations. Certaines d'entre elles sont développées dans le chapitre IV.

Par ailleurs, il n'était pas non plus possible dans la limite de ce rapport d'étudier le détail des rapports ECS produits par EDF pour chacun de ses dix-neuf sites. L'analyse s'est donc concentrée sur trois sites que nous avons jugés représentatifs, au sens où ils couvrent la typologie des réacteurs du parc exploité par EDF tout en présentant une variété de situations. Ces exemples, qui n'interviennent dans le présent chapitre qu'en appui de l'analyse générique, sont ensuite spécifiquement détaillés dans les chapitres V et VI. Les sites retenus et les réacteurs ainsi concernés sont :

- les réacteurs de 900 MWe à travers l'exemple de la centrale de Gravelines (6 réacteurs)³⁴,
- les réacteurs de 1 300 MWe à travers l'exemple de la centrale de Flamanville (2 réacteurs)³⁵,
- les réacteurs du palier N4, de 1 450 MWe avec la centrale de Civaux (2 réacteurs)³⁶,
- et enfin le projet de réacteur EPR de 1 600 MWe, à nouveau à Flamanville³⁷.

1. Note préliminaire : les références et la transparence

La mise à disposition du public des rapports produits dans le cadre du processus ECS dès leur date de remise aux autorités est une nouvelle pratique qui s'est à juste titre appliquée aux rapports ECS des exploitants ainsi qu'au rapport de l'IRSN. Cette pratique a de notre point de vue vocation, dans la perspective du développement d'une expertise mieux partagée des dossiers au service du renforcement de la sûreté, à devenir la règle.

La démarche de réévaluation de sûreté des installations nucléaires après Fukushima suppose une remise à plat de nombreux éléments de la sûreté qui ne peut être menée en toute transparence que si les sources primaires de cette évaluation sont accessibles. L'analyse plus détaillée de différents aspects de la réévaluation de sûreté par des experts externes indépendants passe nécessite la publication des documents antérieurs constitutifs du dossier de sûreté de chaque installation considérée. En particulier, plusieurs

³⁴ Gravelines ECS 2011

³⁵ Flamanville ECS 2011, partie réacteurs n° 1 et n° 2.

³⁶ Civaux ECS 2011

³⁷ Flamanville ECS 2011, partie EPR Flamanville 3.

éléments techniques semblent nécessaires pour une évaluation plus approfondie de la situation de chaque installation :

- le rapport de sûreté définitif du réacteur, tel qu'il a été arrêté lors de la mise en service industrielle de chaque tranche,
- les rapports de réexamen de sûreté associés à chaque visite décennale³⁸, à la fois sur le volet de la réévaluation du référentiel de sûreté applicable et sur les résultats périodiques du programme d'ECOT (examen de conformité des tranches) mené sur chaque réacteur,
- les résultats des analyses menées sur les principaux points traités par EDF dans le cadre de sa politique d'examen et de traitement permanent de la conformité des réacteurs au référentiel de sûreté en vigueur.

2. La démarche des ECS conduite par EDF

On présente ici succinctement les principaux éléments que nous retenons d'une analyse détaillée de la démarche développée par EDF dans ses rapports ECS pour réévaluer les risques et étudier les scénarios d'accident à prendre en compte après Fukushima puis pour étudier les moyens disponibles pour accroître la robustesse de ses centrales vis-à-vis de ces scénarios.

2.1. Réévaluation des risques et des scénarios d'accident proposée par EDF

Le premier volet des ECS concerne la réévaluation de la robustesse des installations aux agressions externes d'origine naturelle, en distinguant le séisme et l'inondation, incluant la prise en compte des autres phénomènes naturels extrêmes (conditions météorologiques extrêmes et combinaison d'un séisme et d'une inondation hors dimensionnement). Le deuxième volet de la démonstration des ECS d'EDF sur le séisme porte sur l'évaluation des marges de sûreté que présentent les installations. Entre autres éléments d'analyse, EDF examine la conformité des installations par rapport à leur référentiel de sûreté. Il s'agit pour EDF de montrer que la robustesse des installations s'étend significativement au-delà de leur dimensionnement en intégrant à la fois la robustesse prêtée à la détermination de l'aléa sismique et celle des normes de conception et de construction vis-à-vis de cet aléa. EDF examine également des moyens existants pour renforcer les installations afin d'atteindre dans tous les cas cette robustesse.

EDF présente un bilan du maintien face aux risques sismique et d'inondation des fonctions de sûreté, en commençant par l'ensemble des fonctions hors confinement. Ce bilan conclut en général à une marge couvrant selon EDF l'ensemble des valeurs d'aléa sismiques plausibles. Les rapports ECS listent toutefois les points faibles identifiés en supposant de façon déterministe des séismes supérieurs au séisme de dimensionnement. Cette analyse pointe en particulier les « effets falaises » où l'augmentation de l'aléa pourrait entraîner une brusque aggravation de l'état ou du comportement de l'installation. Les dispositifs sur lesquels des faiblesses sont identifiées et des études de renforcement proposées concernent en particulier, par exemple, les réserves d'eau des circuits de secours des générateurs de vapeur (ASG), les filtres à sable (parade ultime de retenue des rejets en situation d'accident grave), les locaux de crise (bloc de sécurité ou BDS), ou encore les moyens mobiles de sûreté et leurs locaux de stockage. Enfin, des éléments de renforcement de l'organisation de crise sont proposés pour parer au cas extrême d'une défaillance totale du personnel d'astreinte et/ou des moyens de communication associés.

EDF a également étudié les événements climatiques autres que l'inondation pouvant se combiner à celle-ci, et d'autre part la conjonction éventuelle d'un séisme et d'une inondation. En plus les ECS EDF considèrent aussi les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation, les rapports ECS d'EDF distinguent d'une part les effets directs et indirects (vol de projectiles) de vents extrêmes, et d'autre part les phénomènes de grêle et de foudre.

³⁸ Les réexamens de sûreté sont définis par palier du parc et appliqués réacteur par réacteur avec une périodicité décennale. Le nombre de visites décennales déjà passées par chaque réacteur dépend bien sûr de son âge. À Gravelines, la tranche 1 a passé la troisième visite décennale (VD3) et celle des autres tranches est en préparation ; à Flamanville, les deux réacteurs sont à l'état VD2, le réexamen de sûreté VD3 des réacteurs 1 300 MWe, en préparation, devrait les concerner en 2017 et 2018 ; à Civaux, la VD1 a débuté à l'été 2011 sur le réacteur 1 et est prévue en 2012 sur le réacteur 2.

Il est à noter que EDF a étudié la gestion des crises hors dimensionnement : la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours. Selon EDF, ces situations hors dimensionnement enveloppent les situations où il y a seulement une perte totale des alimentations électriques externes (sans la perte d'alimentation de secours) sans ou avec une perte de refroidissement. Par ailleurs, EDF juge en particulier la probabilité d'occurrence d'une situation H3 dans les situations d'exploitation où le circuit primaire est ouvert « extrêmement faible »³⁹. En outre, EDF estime que la robustesse actuelle des joints des pompes primaires rend « non plausible » une brèche significative.

EDF applique la même démarche à l'étude des situations de perte d'alimentation électrique et de refroidissement des piscines, en se plaçant dans des hypothèses déterministes pour étudier des durées possibles avant le début du phénomène redouté de découvrement du combustible, et discuter les moyens de prévention associés.

Conformément au cahier des charges le troisième volet des ECS porte sur l'analyse des mesures de gestion des situations d'accident grave en identifiant les effets faibles et en évaluant l'adéquation des mesures et leur faisabilité (disponibilité de l'instrumentation, habitabilité des locaux, etc.). EDF aborde successivement la destruction possible d'infrastructures à proximité du site, y compris de moyens de transports et de communication, les perturbations liées aux limitations d'accès du fait de débits de doses ou de contaminations importantes ou de destructions de certains éléments bâtis, le rôle potentiel des installations industrielles ou des activités de transports dans l'environnement du site comme sources d'agression externe des installations nucléaires, et le rôle potentiel des installations internes au site, notamment les dépôts d'hydrate d'hydrazine, présentant un risque d'incendie et d'explosion modéré éliminé selon EDF par conception des locaux de stockage, mais également produit toxique.

EDF distingue ensuite les dispositions matérielles et les éléments de gestion pris en compte pour réduire ces risques et empêcher ainsi la perte de confinement de l'enceinte, comme les recombineurs d'hydrogène. En plus, EDF justifie d'un « consensus international » pour juger que le circuit primaire est suffisamment résistant pour écarter le risque d'éjection d'un projectile après explosion de vapeur dans la cuve, concluant au caractère « très peu plausible » d'une telle rupture du primaire plaçant ce mode de ruine de l'enceinte dans le registre du « risque résiduel »⁴⁰. Vis-à-vis de l'explosion de vapeur hors cuve, EDF conclut que le risque d'agression du confinement par une telle explosion peut être écarté sur la base des calculs mécaniques⁴¹. Pour la prévention du risque de re-criticité, les études de réactivité concluent selon EDF au fait que le risque de criticité est nul lorsque le corium est non fragmenté dans l'eau, et qu'il est écarté lorsque de l'eau borée est injectée⁴².

2.2. Dispositions envisagées par EDF pour accroître la robustesse

En conclusion, EDF estime ainsi que les situations redoutées de découvrement du combustible préalable à sa fusion dans les cœurs et de découvrement du combustible dans les piscines ne peuvent pas survenir dans les situations prévues dans le référentiel de sûreté et que, si elles peuvent se produire dans les hypothèses déterministes de dégradation envisagées par les ECS, c'est en général dans des délais supérieurs aux délais prévus pour le rétablissement des moyens de secours supposés perdus.

Pour autant, EDF introduit dans ses rapports ECS diverses propositions de dispositions complémentaires de renforcement et d'évolution des règles de conduite destinées à améliorer la robustesse de ses réacteurs face aux situations les plus critiques. On peut relever notamment :

³⁹ Par exemple Civaux ECS 2011, ch. 5, p. 17 (l'argument est employé par EDF à titre générique). Les états où le circuit primaire est dit « entrouvert » ou « suffisamment ouvert » posent des problèmes spécifiques vis-à-vis des scénarios de défaillance envisagés dans les ECS, mais EDF les écarte au titre que « les réacteurs ne sont placés dans ces états que sur des durées limitées ».

⁴⁰ Gravelines ECS 2011, p. 224, 226, 237 de la version pdf. La même analyse est présentée dans les autres rapports ECS d'EDF.

⁴¹ Gravelines ECS 2011, pp. 237-238 de la version pdf. La même analyse est présentée dans les autres rapports ECS d'EDF.

⁴² Pour une concentration en bore au moins égale à la concentration minimale prévue par les règles d'exploitation dans la réserve PTR.

- l'introduction d'une motopompe thermique d'injection dans le cœur à partir du réservoir PTR, reportant à plusieurs jours le délai de découverture pour les situations dégradées en circuit primaire suffisamment ouvert ;
- l'étude de moyens ultimes pérennes de réalimentation en eau du système « Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur » (ASG) d'une part, et du système « Circuit de Traitement et de Refroidissement de l'eau des piscines » (PTR) d'autre part (mise en place de forages et de bassins) ;
- la mise en place de moyens ultimes d'appoint en eau pour les piscines utilisables dans toutes les situations ;
- le renforcement de l'équipement des sites en moyens mobiles de secours, en particulier des moyens mobiles autonomes d'éclairage de forte puissance ;
- la mise en place d'un groupe électrogène diesel d'ultime secours (DUS) dédié à la prévention et la mitigation d'un éventuel accident grave, capable à cet effet d'assurer en totale autonomie et pendant 48 heures le secours électrique partiel. Sa puissance devra notamment permettre à la fois l'alimentation électrique d'une pompe d'injection dans le circuit primaire, l'alimentation d'une motopompe ASG, et la réalimentation électrique des auxiliaires nécessaires à la salle de commande, au bâtiment des auxiliaires nucléaires et au bâtiment piscine. Il devra être robuste aux séismes et aux inondations, à un niveau qu'EDF laisse ouvert comme « à définir » ;
- enfin, EDF introduit le concept d'une force d'action rapide nucléaire ou FARN commune à l'ensemble des sites et capable de se déployer en cas d'accident sur l'un deux dans un délai maximal de 24 heures pour apporter des équipes et des moyens d'alimentation électrique et de refroidissement supplémentaires.

2.3. Commentaires sur la démarche d'EDF

Les rapports ECS produits par EDF présentent tous une structure identique et un contenu largement commun. EDF met en avant dès l'introduction de chaque rapport ECS la qualité de robustesse intrinsèque qu'elle prête à ses réacteurs ainsi que l'effort continu d'amélioration de leur sûreté, enrichi outre l'expérience française d'un important retour d'expérience international. Toutefois EDF se montre très vite prudent sur la portée réelle de la catastrophe de Fukushima en suggérant qu'une composante essentielle de son explication réside dans une faiblesse de dimensionnement des réacteurs de la centrale en regard de la succession du séisme et du tsunami qu'ils ont subi⁴³. À partir de ce constat, la démonstration développée par EDF se concentre en particulier sur l'idée que les bases de dimensionnement des installations peuvent être, compte tenu de marges à la conception et de renforcements intervenus dans le cadre de l'amélioration continue de la sûreté, suffisantes pour couvrir des agressions externes naturelles plus sévères que celles initialement retenues lors de la construction. Une conséquence logique de cette position d'EDF est de ne prêter aucune considération aux moyens de réduire à la source le potentiel de rejets dans ces situations les plus dégradées et de concentrer toute son attention sur les parades éventuelles afin de prévenir tous rejets importants dans l'environnement.

Néanmoins, pour améliorer la robustesse de ses réacteurs face aux situations les plus redoutées EDF a proposé des dispositions complémentaires. Ces propositions nous semblent généralement raisonnables, néanmoins nous jugeons que les mesures ne vont pas suffisamment loin – une conséquence du fait que l'analyse d'EDF démontre des carences et des lacunes importantes.

Dans l'ensemble, le choix d'EDF de construire tous les rapports ECS sur une base générique commune donne le sentiment d'une grande uniformité des situations, alors que les spécificités de chacune devraient au contraire être mises en avant. Ainsi par exemple :

1. La présentation des rapports ne fait jamais ressortir, en dehors de quelques points particuliers, les différences importantes de conception entre les paliers successifs du parc et leur influence sur la démonstration de sûreté. Aussi, il n'est pas possible de mesurer à travers la lecture des rapports ECS l'évolution de la sûreté du parc et sa corrélation, ou non, avec les renforcements introduits dans la conception à chaque étape.

⁴³ Ce commentaire générique est présenté dans tous les rapports ECS, par exemple Gravelines ECS 2011, p. 9 de la version pdf.

2. Les informations données en début de rapport sur les sites et leur environnement ne sont pratiquement plus exploitées dans la suite de la démonstration. De plus, lorsque les spécificités d'un site sont prises en compte pour un point particulier de la démonstration, cette dimension est peu explicitée et encore moins mise en perspective par rapport aux autres sites. Il en ressort qu'il est difficile de mesurer l'influence des situations géographiques particulières sur la sûreté de chaque installation.
3. Sauf exception, aucune indication particulière n'est donnée sur les différences entre les tranches au sein d'un même site, et par conséquent sur l'influence éventuelle de ces différences sur leurs marges de sûreté respectives.

La démarche d'EDF se concentre sur une réévaluation de la robustesse des éléments jugés les plus essentiels dans la démonstration de sûreté en vigueur, aux dépens d'une démarche plus globale de réévaluation systémique de la sûreté. Ce manque de profondeur dans l'analyse systémique s'observe par exemple sur les points suivants :

4. La robustesse est évaluée de façon globale sur l'ensemble d'une installation à partir d'une analyse sur ses éléments les plus sensibles qui sont donc les mieux dimensionnés, sans étudier la vulnérabilité des éléments les plus faibles et ses conséquences possibles sur la robustesse d'ensemble.
5. La description de l'état de sûreté et des marges correspondantes prend généralement comme acquises non seulement la conception des installations, sur laquelle il est effectivement difficile de revenir, mais aussi leurs conditions actuelles d'exploitation. Ainsi, aucune considération n'est donnée par EDF aux éléments d'exploitation tels que la conduite de tranche ou la nature et les performances du combustible et à leur influence potentielle sur les marges de sûreté voire les effets faibles associés. Par exemple :
 - a) le fonctionnement régulier de certains réacteurs en suivi de charge, qui peut accroître la fatigue neutronique et multiplie les situations plus sensibles de « transitoires » dans la conduite du cœur, n'est pas du tout abordé ;
 - b) l'usage de combustible au plutonium, ou MOX, dans certains réacteurs comme ceux de Gravelines est évoqué dans la présentation du site mais plus du tout pris en compte dans la démonstration, alors que ses caractéristiques particulières influencent certains risques pris en compte comme la réactivité du cœur, sa puissance thermique résiduelle ou le risque de re-criticité.

La démonstration apportée sur la réévaluation de la tenue des centrales aux agressions externes d'origine naturelle repose sur une justification des marges existantes qui appelle notamment les constats suivants :

6. Contrairement à l'esprit du cahier des charges demandant d'identifier les seuils de perte de robustesse vis-à-vis des aléas séisme et inondation, EDF a choisi de réévaluer forfaitairement le risque sismique ou d'inondation sur chaque site, considérant la marge supplémentaire comme enveloppe d'une véritable démarche de réévaluation.
7. EDF développe vis-à-vis du risque sismique une méthode conduisant à des « marges de robustesse significatives, résultant des méthodes très prudentes à la fois pour la détermination de l'aléa sismique et pour la conception des installations »⁴⁴. Toutefois, EDF appuie notamment cette démonstration sur des marges qui sont celles normalement intégrées à la conception et à la construction pour palier aux incertitudes au niveau de dimensionnement en vigueur. Aussi, ces marges ne sauraient a posteriori être invoquées pour justifier une démarche « enveloppe » par rapport à une nécessaire révision de l'aléa.
8. Une large part de la démonstration repose sur des « jugements d'ingénieur » d'EDF souvent peu explicités et rarement étayés. Un point particulièrement fragile de ce point de vue concerne la généralisation à l'ensemble du parc des conclusions de méthodes expérimentales de réévaluation des marges sismiques appliquées seulement à respectivement un et deux réacteurs.

⁴⁴ Civaux ECS 2011, ch. 2, pp. 31-32. Le même texte se trouve à Gravelines ECS 2011, p. 36.

9. La justification des marges proposée par EDF ne reste pas conforme à l'esprit d'une démarche déterministe. En particulier, lorsque l'analyse déterministe conduit justement au constat d'une défaillance, EDF introduit un jugement probabiliste pour conclure à la robustesse. Ainsi par exemple, EDF justifie que la tenue au séisme de matériels nécessaires à la gestion de crise, tels que le Bloc de Sécurité (BDS), ne soient pas dimensionnés pour être robustes au séisme par le fait qu'une situation où l'usage de ces locaux serait réellement nécessaire est non plausible, puisque « l'ensemble des dispositions prises à la conception (et périodiquement réévaluées) sur le dimensionnement des systèmes et composants classés de sûreté garantissent à elles-seules la maîtrise des situations normales et accidentelles en cas de séisme »⁴⁵.
10. Par ailleurs, concernant les autres risques naturels, EDF postule que les événements à prendre en compte ne sont liés qu'à l'inondation, sans s'intéresser à d'autres situations liées en particulier à la température – grand froid, neige et gel (phénomènes de charge par accumulation sur différents équipements, phénomènes de défaillance au froid, limitations d'accès, prise en glace des eaux), ou à l'inverse canicule – et de croiser les conjonctions d'effets possibles dans les deux cas avec les effets pris en compte dans une situation d'inondation.

Pour l'évaluation des situations de perte des alimentations électriques et des systèmes de refroidissement, la démonstration présentée par EDF, bien qu'elle repose sur une analyse descriptive assez exhaustive des enchaînements possibles à partir de ces situations, un certain nombre de faiblesses :

11. La démonstration d'EDF ne s'intéresse qu'aux éléments essentiels pour la sûreté spécifiquement menacés dans chaque scénario considéré, en écartant donc toute analyse sur l'état d'autres équipements et sur ses conséquences. Ce parti pris utile à la simplification de la démonstration n'est pourtant pas réaliste. D'une part, les situations H1 (perte de la source froide) et H3 (perte des alimentations électrique internes et externes) envisagées sont susceptibles d'avoir pour origine une agression externe, liée à un aléa supérieur au dimensionnement ou à une combinaison non prévue d'aléas, qui affecterait nécessairement d'autres ouvrages ou équipements que ceux pris en compte dans H1 et H3. D'autre part, les situations H1 et surtout H3 elles-mêmes ne sont pas sans répercussion sur d'autres éléments de la centrale que ceux considérés vitaux dans les scénarios étudiés par EDF. Les conclusions sur les délais présentées par EDF devraient a minima inclure une analyse de sensibilité aux points suivants :
 - a) d'une manière générale, les ruines ou défaillances potentielles de certains ouvrages, équipements ou instrumentations consécutives à une agression externe primaire telle que le séisme ou l'inondation ou aux conséquences secondaires des situations H1 et H3, telles que des incendies, explosions, dépressurisations etc. ;
 - b) plus spécifiquement, les risques d'atteinte aux circuits électriques et hydrauliques et leur influence sur la cinétique de dégradation des situations considérées ou de rétablissement de conditions sûres. En particulier, le risque de rupture des circuits primaire ou secondaire de refroidissement du cœur et du circuit de refroidissement de la piscine devraient être considérés.
12. Comme précédemment, les jugements d'ingénieur d'EDF pèsent fortement dans la démonstration. Ainsi, l'ensemble des délais présentés par EDF, qu'il s'agisse d'un côté des délais jugés nécessaires au rétablissement des alimentations électriques ou de la source froide, et de l'autre côté des délais estimés avant les différents effets falaise mis en évidence dans les scénarios, repose pour l'essentiel sur des déclarations de ce type auxquelles il n'est pas apporté d'autre justification.
13. Enfin, la démonstration apportée par EDF n'est pas complète dans l'examen des situations les plus pénalisantes présentant un caractère cumulatif. En particulier :
 - a) dans l'hypothèse du cumul d'une situation H1+H3 et d'un séisme ou d'une inondation, EDF postule que les ouvrages et équipements dimensionnés au séisme ou à l'inondation résistent (et donc ne considère pas l'hypothèse théorique de leur ruine hors dimensionnement) ;
 - b) dans les analyses sur une situation de tranche comme sur une situation de site, EDF considère le problème du cœur et celui de la piscine comme deux problèmes distincts, sans s'interroger

⁴⁵ Civaux ECS 2011, ch. 2, p. 45.

sauf de manière ponctuelle sur les éventuelles synergies ou concurrences de moyens pouvant intervenir dans la gestion simultanée de ces deux situations.

Le dernier volet des rapports ECS d'EDF considéré dans la présente étude concerne l'analyse des mesures de gestion des situations d'accident grave. Sur ce point également, la démarche proposée par EDF n'apparaît pas totalement satisfaisante. Si l'énoncé des risques à considérer et des paramètres influant sur l'efficacité de la gestion passe correctement en revue les nombreux points prévus au cahier des charges, de nombreux aspects ne sont pas suffisamment développés ou pris en compte. Les conclusions rassurantes d'EDF sur l'exclusion du risque d'accident majeur sur les cœurs des réacteurs et du risque d'accident grave sur les piscines des réacteurs sont fragiles au regard des mêmes biais qu'observés précédemment :

14. De nombreux phénomènes susceptibles d'entraîner un effet falaise dans un scénario accidentel sont écartés sur simple jugement d'ingénieur, généralement sans référence à aucune étude. Ces jugements sont pourtant déterminants pour écarter tout scénario de perte non maîtrisée de l'enceinte, à l'image d'un simple « consensus entre la majorité des experts internationaux » pour écarter le risque du mode alpha de ruine de l'enceinte par un projectile issu d'une explosion vapeur dans la cuve, et ainsi éviter de discuter la tenue de l'enceinte à un tel projectile et les conséquences hypothétiques d'une situation parmi les plus pénalisantes à envisager.
15. Dans l'esprit du cahier des charges, l'intervention des jugements d'experts ou d'hypothèses probabilistes est justifiée pour émettre des réserves sur la vraisemblance de certains scénarios mais pas pour stopper l'analyse avant le terme des situations les plus pénalisantes. En particulier, pour les piscines, EDF ne respecte pas la prescription du cahier des charges qui demande d'étudier de façon déterministe la situation d'un grave endommagement du combustible dans l'entreposage.
16. Bien que la démarche d'EDF se veuille déterministe et large dans la prise en compte des causes possibles de l'accident, sa démonstration ne saurait être considérée comme enveloppe d'une analyse déterministe. Ceci s'applique en particulier au fait de ne pas prendre en compte d'hypothèses aggravantes pour le déroulement de l'accident, telles que des explosions ou incendies secondaires et les dégradations qui peuvent s'ensuivre soit directement des ouvrages de confinement, soit indirectement des équipements ou conditions nécessaires au maintien de ce confinement.
17. Enfin, l'analyse que propose EDF, parallèlement aux scénarios d'accident, sur les conditions matérielles, humaines et organisationnelles de gestion de l'accident reste succincte sur de nombreux points. Deux questions au moins semblent insuffisamment prises en compte :
 - a) pour ce qui concerne les moyens internes, la dimension psychologique de la gestion de crise est pour l'essentiel évacuée, alors même qu'il est évident que les comportements dans une situation d'accident réel ne seront conformes ni aux prévisions sur papier ni aux vérifications menées dans le cadre des exercices ;
 - b) les moyens externes ne sont abordés que sous l'angle des moyens mobilisables par EDF et transportables sur le site dans le cadre de la FARN, sans traiter l'implication de moyens de secours et de sécurité civile externes. Si la mobilisation de ces moyens ne relève effectivement pas de l'exploitant mais des autorités compétentes et n'a donc pas à ce titre à être développée dans les rapports ECS d'EDF, elle devrait toutefois être envisagée sous deux aspects : (i) l'interface de la gestion interne de l'accident avec ces moyens externes et (ii) la sensibilité de l'efficacité des moyens internes déployés par EDF à la disponibilité de ces moyens externes.

3. Analyse des rapports ECS d'EDF présentée par l'IRSN

Bien que l'IRSN n'ait pas rédigé d'avis sur chacun des rapports ECS de site rendus par les exploitants, le rapport en deux tomes qu'il a remis en novembre 2011 aux Groupes permanents fait une large part à l'analyse des rapports ECS d'EDF. Ceux-ci sont essentiellement traités à un niveau générique, l'IRSN précisant toutefois sur quelques points les écarts existant entre les différents paliers, voire les problématiques particulières à un ou quelques sites. Le rapport IRSN traite également plus en détails, sur un certain nombre de points clés, le cas de l'EPR de Flamanville.

3.1. Approche de l'IRSN

L'IRSN se montre réservé sur la démarche présentée par EDF mais souligne son intérêt pour identifier les actions à poursuivre⁴⁶ :

L'IRSN estime que la démarche mise en œuvre par EDF ne répond pas totalement au cahier des charges de l'ASN. L'IRSN reconnaît toutefois que, compte tenu des délais, les attendus du cahier des charges étaient difficilement atteignables, en particulier pour les aspects relatifs aux agressions externes naturelles qui nécessitent une analyse approfondie pour les 19 CNPE. L'IRSN estime que les éléments communiqués par EDF dans le cadre des ECS permettent de définir les orientations pour la suite des travaux et de définir dès à présent les améliorations prioritaires à mettre en œuvre sur les tranches.

L'IRSN souligne qu'élargir la réflexion au delà de la perte de source froide ou d'alimentation électrique à d'autres situations accidentelles conduirait, pour les réacteurs, à étendre de façon trop importante le besoin de rejustifier ou reconstruire l'installation. L'IRSN propose de repenser la robustesse de chaque niveau de la défense en profondeur en lien avec les besoins des niveaux différents des accidents et leurs conséquences. Pour le niveau 5 (avec des rejets radioactifs), selon l'IRSN le but ultime est qu'en « toutes circonstances », les dispositions de gestion de crise puissent rester opérationnelles. Ce point inclut la définition d'un « noyau dur de gestion de crise » permettant le séjour durable sur le site d'équipes disposant des moyens essentiels à la gestion de crise⁴⁷ :

Le « noyau dur ECS » devrait comporter a minima trois volets :

- un ensemble de dispositions visant à prévenir la survenue d'un accident grave,
- un ensemble de dispositions visant à limiter les conséquences d'un accident grave sur une ou plusieurs tranches d'un même site,
- un ensemble de dispositions permettant d'assurer les missions associées à la gestion de crise.

L'IRSN introduit toutefois à ce stade une limitation très forte à cette approche en reconnaissant que la notion de noyau dur ne semble pas applicable, en l'état de leur construction, aux piscines des réacteurs⁴⁸ :

Le cas des piscines d'entreposage de combustible usé est particulier dans la mesure où la situation d'accident grave (associée au découlement et à la dégradation des assemblages) doit être évitée à tout prix, les conséquences associées n'étant pas acceptables. Pour ce cas, comme il n'existe pas de « noyau dur ECS de limitation des conséquences des accidents graves », l'effort doit être porté sur les mesures de prévention du dénoyage des assemblages entreposés en piscine ou en cours de manutention.

L'IRSN salue le travail réalisé dans un délai court mais souligne la nécessité de compléter la démarche⁴⁹ :

L'IRSN recommande que les exploitants mettent en œuvre en priorité les contrôles et les modifications permettant de garantir la conformité :

- des structures, systèmes, et composants (SSC) participant à la gestion des installations en situation de perte totale des alimentations électriques (H3) laquelle est un préalable à l'utilisation des facteurs de marge avancés dans les rapports ECS sur les équipements concernés,
- des SSC garantissant l'absence d'agressions induites de nature à rendre inefficace la conduite prévue dans ces situations.

L'IRSN identifie plusieurs écarts de conformité significatifs, entre autres⁵⁰ :

- pour le palier 900 MWe, « un nombre très importants d'écarts » concernant la tenue au séisme des chemins de câbles qui peut « provoquer des pertes électriques multiples voire des départs de feu (...) »

⁴⁶ IRSN 2011 Tome 1, p. 21

⁴⁷ IRSN 2011 Tome 1, pp. 34-35

⁴⁸ IRSN 2011 Tome 1, p. 32

⁴⁹ IRSN 2011 Tome 1, p. 63. Nous ne discutons pas ici les écarts analysés par l'IRSN dont les actions correctives sont déjà identifiées.

⁵⁰ IRSN 2011 Tome 1, p. 61

- la tenue au séisme des ancrages de certains équipements importants pour la sûreté qui « évalués individuellement, ne remettent pas en cause de manière directe et immédiate la disponibilité des fonctions de sûreté en case de séisme » mais l'effet cumul de ces écarts peut « affecter un même circuit et conduire à dégrader la fonction de sûreté (...) ».

En conclusion de cette analyse, l'IRSN considère notamment que les facteurs de marge sismique importants annoncés par EDF pour la plupart des sites et des ouvrages et équipements correspondent à des états d'installations exempts de défauts liés à leur réalisation ou à leur exploitation. L'IRSN souligne qu'à l'exception des quelques réacteurs ayant engagé les contrôles correspondants, les réacteurs sont susceptibles d'être affectés par des agressions induites qu'EDF a donc exclues à tort de ses analyses ECS : les principaux risques concernent le risque de brèche ou de perte du refroidissement par effondrement des charpentes métalliques dans le bâtiment réacteur, et la perte de moyens électriques ou l'incendie par dégradation des chemins de câble.

3.2. Prise en compte des risques de séisme et d'inondation

En examinant des agressions externes naturelles proposées par EDF, l'IRSN rappelle que, selon le cahier des charges, EDF devrait aller au-delà d'un examen des marges relatives aux Séismes Majorés de Sécurité, et postuler « de manière systématique d'augmentation progressive du niveau d'aléa dans le but d'identifier les pertes de fonction de sûreté induites »⁵¹.

L'IRSN recommande qu'EDF fournisse « une évaluation du niveau de séisme au-delà duquel la perte des fonctions fondamentales [de sûreté] devient inévitable » et le compare à ceux des différents scénarios sismiques envisageables. En plus, selon l'IRSN les facteurs de marge fournis par EDF concernant la robustesse des ouvrages de génie civil « ne sont pas établis, voire même sont contestables pour certains »⁵².

L'IRSN rappelle d'abord qu'EDF mène depuis 2001 un programme de révision de l'analyse du risque d'inondation sur ses centrales pour tenir compte du retour d'expérience de l'inondation partielle du Blayais lors de la tempête de décembre 1999. La méthodologie « REX Blayais » qui complète ainsi la RFS. I.2.e de 1984 sur le risque d'inondation est jugée globalement satisfaisante, mais n'a pas encore touché tous les sites.

L'IRSN souligne qu'EDF n'a pas répondu dans sa démarche ECS à la demande d'examiner les conséquences de la perte progressive des moyens de protection du site à l'égard des inondations, au nom du caractère non plausible des situations inacceptables à envisager. L'IRSN note toutefois qu'il n'a pas mis en évidence d'éléments remettant en cause les conclusions d'EDF du fait de cette limitation.

L'IRSN a constaté lors des inspections post-Fukushima de nombreux écarts relatifs à la surveillance. En particulier :

- l'IRSN constate un risque d'inétanchéité de la protection volumétrique (PV) au niveau de ses joints « waterstop » et relève une difficulté d'EDF à vérifier leur intégrité sur certains sites. L'IRSN estime nécessaire qu'EDF démontre l'efficacité de sa stratégie de suivi de ces joints étanches ;
- d'une manière plus générale, l'IRSN estime qu'EDF n'est pas actuellement en mesure de garantir la conformité de la PV retenue dans le référentiel, et recommande qu'EDF prenne les mesures nécessaires afin de garantir de façon pérenne l'étanchéité de la PV⁵³.

La seconde étape de l'analyse porte sur l'évaluation présentée par EDF de la robustesse de ses installations au-delà de leur référentiel⁵⁴. L'IRSN rappelle les principaux points de la démarche proposée par EDF, qui consiste à comparer pour identifier les besoins de renforcement éventuels : (i) les niveaux d'eau

⁵¹ IRSN 2011 Tome 1, p. 21

⁵² IRSN 2011 Tome 1, p. 114

⁵³ IRSN 2011 Tome 1, p. 138

⁵⁴ Un point particulier important dans le cadre de cette analyse concerne le risque de rupture de digues, explicitement posé dans les cas du site de Tricastin vis-à-vis du canal de Donzère-Mondragon, et du site de Fessenheim vis-à-vis du Grand Canal d'Alsace, auxquels le rapport de l'IRSN consacre deux paragraphes détaillés. Ces sites ne faisant pas partie des installations spécifiquement examinées dans le cadre du présent rapport, cette partie de l'avis rendu par l'IRSN n'a pas été analysée.

susceptibles de provoquer des effets falaise et (ii) les niveaux d'eau atteints dans le cadre de scénarios majorés « au-delà du dimensionnement ».

L'IRSN discute d'abord les scénarios majorés étudiés par EDF. Dans certain cas (majoration de la crue de référence, ou de la pluie de référence), l'IRSN considère l'analyse d'EDF satisfaisante. Mais, l'IRSN considère que ni les rapports ECS, ni les compléments apportés par EDF n'exposent clairement la stratégie d'EDF en regard des effets falaise. Il constate que les solutions envisagées visent principalement la mitigation de l'accident et insiste sur la nécessité de renforcer la prévention des effets falaise dans un premier temps. L'IRSN considère notamment que la PV, sous réserve d'être correctement mise en œuvre, surveillée et maintenue, peut et doit constituer une ligne de défense robuste. L'IRSN recommande en conséquence à EDF de renforcer la prise en compte du risque inondation au-delà du référentiel actuel par une approche graduée et de défense en profondeur.

En complément de l'analyse détaillée de la démarche ECS d'EDF sur le séisme et l'inondation, l'IRSN se penche sur le volet consacré aux autres risques météorologiques. En particulier, l'IRSN a abordé plusieurs situations spécifiques que EDF doit analyser ou re-analyser dans une manière plus complète, comme la neige, la grêle, la robustesse des bâtiments aux vents extrêmes, ou un chargement foudre extrême⁵⁵.

3.3. Prise en compte des agressions induites

L'IRSN a analysé les agressions induites soit par les séismes ou inondation sur des infrastructures industrielles ou de transport extérieures au site, soit par les installations industrielles internes au site, soit par les conséquences du type explosion, incendie ou chute que ces événements peuvent générer à l'intérieur du site.

L'IRSN formule différentes réserves et recommandations pour renforcer l'évaluation de ces risques dans le contexte du retour d'expérience de Fukushima, en particulier. Vis-à-vis des risques industriels, selon l'IRSN la démarche devrait identifier de façon déterministe l'ensemble des phénomènes dangereux pouvant impacter les INB potentiellement déjà fragilisées et en évaluer les conséquences – par exemple, les risques liés aux installations non-classées comme « Installation classée pour la protection de l'environnement » (ICPE). En outre la fragilisation potentielle de l'INB face aux risques liés aux ICPE, par exemple leur capacité à se protéger de l'arrivée d'un nuage toxique après un séisme, n'est pas évaluée. L'élimination des risques liés aux stockages d'hydrazine ou aux diesels repose sur les dispositions de conception, alors qu'il faudrait les réévaluer dans une situation aggravée par un séisme ou une inondation de niveau ECS.

Vis-à-vis des risques liés aux voies de transport, l'IRSN souligne qu'EDF a limité sa démarche à démontrer que les objectifs probabilistes applicables dans le cadre de la RFS sont atteints, éliminant ainsi des situations extrêmes dont l'analyse est justement l'objet des ECS. Aussi, la question du dimensionnement des installations vis-à-vis des phénomènes dangereux associés aux voies de communication et de leur fragilisation vis-à-vis de ces phénomènes suite à un séisme ou une inondation n'est pas traitée.

Enfin, l'IRSN examine les démonstrations apportées par EDF sur la prise en compte d'agressions induites internes à l'installation. Concernant le risque d'incendie l'IRSN formule les remarques suivantes :

- des départs de feu ont déjà été observés dans des locaux classés de sûreté et doivent donc être envisagés en fonctionnement normal, et par conséquent a fortiori en cas de séisme ;
- les dispositifs de sectorisation des locaux, de détection d'incendie et les moyens fixes d'extinction sont qualifiés au séisme de dimensionnement (SDD) sur le palier N4 et l'EPR mais seulement au demi-SDD (ou DSD) sur les 900 MWe et les 1 300 MWe. Ils ne seraient donc plus opérationnels dans le cas d'un séisme envisagé par les ECS ;

⁵⁵ L'IRSN signale en effet qu'EDF a mentionné au cours de l'instruction un retour d'expérience montrant l'occurrence de coups de foudre allant jusqu'à des intensités de 454 kA (à Chooz en avril 2011). Ainsi, une étude est en cours sur l'EPR pour évaluer les conséquences d'un coup de foudre supérieur à 200 kA sur les équipements installés hors « cage maillée ». Ces valeurs et cette démarche ne sont pas mentionnées dans les rapports ECS des réacteurs en exploitation.

- dès lors qu'un incendie est postulé, il est susceptible d'aggraver les scénarios envisagés par EDF dans le cadre des ECS, en particulier dans des situations où les moyens efficaces de lutte contre cet incendie pourraient être perdus. Un tel incendie pourrait affecter les équipements de sûreté, y compris les SSC du « noyau dur ECS » ;
- en conséquence, l'IRSN estime que l'absence de prise en compte d'un incendie induit par un séisme n'est pas justifiée, et recommande qu'EDF étudie les conséquences possibles d'un tel incendie sur les équipements de sûreté et les moyens de les protéger, en particulier s'agissant des éléments du « noyau dur ».

Concernant le risque d'explosion, L'IRSN précise que l'exigence de dimensionnement des circuits hydrogène au séisme reste en réalité largement à mettre en œuvre : il est en cours dans la VD1 du palier N4, engagé dans la VD3 du palier 900 MWe qui s'étalera jusqu'en 2019, et prévu dans la VD3 du palier 1 300 MWe entre 2015 et 2023. Dans tous les cas, ces équipements resteront non dimensionnés pour un séisme supérieur au SMS. Aussi, l'IRSN estime que l'absence de prise en compte d'une explosion suite au séisme n'est pas justifiée et demande qu'EDF étudie les conséquences possibles d'une telle explosion sur les équipements du « noyau dur » et les moyens de les protéger.

L'IRSN constate pour finir que les dossiers ECS ne fournissent aucun élément ni sur le risque de chutes de charges, ni sur celui d'inondations internes et devront donc être complétés sur ces points.

3.4. Avis de l'IRSN sur les situations accidentelles

Situations de pertes de source considérées

L'IRSN rappelle tout d'abord quelles situations de pertes de sources ont été considérées par EDF en termes de perte plus ou moins profonde des alimentations électrique et de perte de la source froide, de cumul de ces situations et d'application à une tranche ou à l'ensemble d'un site. Pour chacune de ces situations, l'analyse porte principalement sur l'identification d'éventuels effets falaise et l'évaluation de délais avant un éventuel risque d'endommagement de cœur ou de découverture du combustible en piscine.

L'IRSN considère que les situations postulées par EDF dans ses rapports ECS correspondent globalement au cahier des charges, avec toutefois quelques réserves. Certains éléments de valorisation des délais de tenue ou d'effets falaise manquent. Par exemple, EDF n'a pas précisé la fiabilité des diesels au-delà d'une utilisation de 15 jours. En situation de perte d'alimentation électrique et/ou perte d'électricité et de source froide (H3 ou H3+H1), un délai de 24 h est évoqué mais non valorisé dans l'estimation des effets falaise et délais avant découverture. Finalement, en situation de perte de source froide (H1), EDF estime la source froide récupérable avant découverture du cœur dans la plupart des cas sans expliciter le délai, ce que l'IRSN juge non recevable.

Compte tenu du débit des cours d'eau qui les alimentent, l'IRSN juge que la perte de la prise d'eau de la source froide des sites de Civaux et Cattenom non classée sûreté, n'est pas suffisamment explicitement étudiée. En particulier, l'IRSN relève que Civaux est l'unique site pour lequel la situation H1 (perte de la source froide) de site n'est pas traitée dans la démarche ECS. Pour le réacteur EPR de Flamanville, qui est le seul à disposer d'une source froide ultime, l'IRSN note que la perte complète des sources froides principale et ultime n'a été étudiée que pour la piscine et aurait dû l'être aussi pour le réacteur.

Pour les piscines, l'IRSN juge les états d'exploitation bien couverts mais note que EDF suppose que les piscines et circuits connectés des bâtiments combustible et réacteur resteront intègres en cas d'agression naturelle extrême alors que l'IRSN postule qu'une brèche peut survenir et examine les conséquences d'une vidange accidentelle se cumulant avec une perte de refroidissement.

- par ailleurs, l'IRSN souligne qu'hormis l'étude la plus pénalisante d'une situation H1+H3 aggravée par le séisme ou l'inondation, les analyses présentées par EDF ne tiennent pas compte d'une telle aggravation. En conséquence, les délais présentés par EDF pour les situations H1 ou H3 ne sont pas nécessairement représentatifs des cas où elles seraient induites par un séisme ou une inondation, même selon l'IRSN avec les niveaux d'agression du référentiel actuel.

Conséquences des situations de pertes de sources sur les réacteurs

Quelques lacunes ou analyses insuffisantes identifiées par IRSN concernant les équipements assurant les fonctions de sûreté en situations H1 (perte de source froide) et/ou H3 (perte des alimentations électrique internes et externes) :

- EDF n'a pas évalué le risque d'effet falaise lié à la perte de certaines informations en salle de commande, à l'épuisement des batteries et à l'absence d'éclairage dans les états où le circuit primaire est ouvert, donc le LLS indisponible ou les conséquences d'autres équipements supports clés pourraient être perdus à terme par échauffement des locaux ;
- dans le cas d'un effet falaise dû à la brèche aux joints des pompes primaires en situation H3 ou H1 de site sur le palier 900 MWe, les délais de découverture qui pourraient être plus courts que ceux envisagés par EDF.

L'IRSN estime qu'EDF devra conforter ses conclusions sur la gestion des situations PTAAE, H1 et H3 sur plusieurs tranches dans le contexte du retour d'expérience de Fukushima (perte d'électricité externe, H1 et H3), en tenant compte d'une part des conditions ambiantes dans les locaux et des conditions d'accès aux locaux, d'autre part des ressources humaines disponibles et des compétences nécessaires ;

Conséquences des situations de pertes de sources sur les piscines

L'IRSN examine la démarche d'EDF sur les situations de pertes de sources sur les piscines en introduisant d'emblée une divergence majeure. Comme le note l'IRSN, le scénario accidentel enveloppe en termes de conséquences retenu par EDF est la perte totale des alimentations électriques externes et internes conduisant à une perte de refroidissement mais sans perte d'inventaire en eau. En prenant en compte les risques induits par les agressions naturelles à retenir dans le cadre des ECS, l'IRSN ajoute l'examen des conséquences d'une perte d'intégrité des piscines du bâtiment combustible ou du bâtiment réacteur, ainsi que les circuits qui y sont connectés.

À l'appui de cette hypothèse majeure, l'IRSN rappelle que depuis la conception jusqu'à l'inspection en passant par la réalisation, la qualité d'étanchéité des piscines et de leur circuit a toujours fait l'objet d'un niveau d'attention moindre que celle des circuits primaire et secondaire du réacteur⁵⁶ :

Contrairement au réacteur, les études de sûreté de l'entreposage du combustible sous eau des tranches REP en exploitation n'ont pas pris en compte à la conception l'occurrence de brèches sur des circuits connectés aux piscines. Suite aux réexamens de sûreté des tranches du parc EDF, des modifications sont intégrées, en cours d'intégration ou à l'étude pour renforcer la sûreté de l'entreposage en piscine vis-à-vis de ces initiateurs d'accident. Cependant, ces modifications d'installations existantes ne sont ou seront pas toujours à même de satisfaire les règles de conception qui sont appliquées aux systèmes participant à la sûreté du réacteur, telles que le critère de défaillance unique, la séparation physique des voies ou le secours électrique. De ce fait, une brèche sur un circuit connecté aux piscines des réacteurs actuellement en exploitation entraîne un risque particulier d'effet falaise dans les situations accidentelles examinées dans les ECS.

Par ailleurs, même si les circuits de refroidissement du réacteur et de la piscine sont dimensionnés au SDD, les règles de conception et de fabrication mécanique du circuit de refroidissement de la piscine de désactivation (circuit PTR) sont moins strictes que celles des circuits de refroidissement primaire et secondaire du réacteur.

En outre, les circuits principaux (primaire et secondaire) de refroidissement du réacteur sont soumis à des contrôles périodiques réglementaires et à des règles de caractérisation, de réparation et de justification des écarts très détaillées. Ce n'est pas le cas du circuit de refroidissement PTR qui n'est soumis qu'à de simples inspections visuelles de l'état de ses tuyauteries et de ses supportages.

L'IRSN étudie dès lors les défaillances possibles d'éléments clés et les effets falaise sur la sûreté de l'entreposage sous eau du combustible, et évalue les lignes de défense pour éviter le découverture d'assemblages et la fusion du combustible. Ce point est d'autant plus essentiel qu'aucun moyen de protection n'est alors disponible, comme le rappelle l'IRSN :

⁵⁶ IRSN 2011 Tome 2, p. 43

En effet, la limitation des conséquences d'un accident grave n'est pas envisagée notamment parce qu'il n'existe pas de véritable confinement du bâtiment combustible sur les réacteurs en exploitation. Selon EDF, ce constat est également valable pour les réacteurs de type EPR.

L'IRSN rappelle que le scénario enveloppe du point de vue des pertes de sources est une situation H3 de site, à examiner pour les deux situations les plus pénalisantes du point de vue de l'état de la piscine : (i) la situation d'arrêt pour rechargement (APR) où la piscine du bâtiment combustible (BK) est en contact avec celle du bâtiment réacteur (BR) et des assemblages en cours de manutention, et (ii) la situation de réacteur complètement déchargé (RCD) où la piscine BK est isolée et la puissance résiduelle qu'elle contient maximale. Pour la situation réacteur complètement déchargé (RCD) avec une perte totale d'alimentations électriques internes et externes (H3), l'ébullition dans la piscine BK pourrait commencer entre « 5 à 8 heures selon les paliers » et le « début du dénoyage de l'assemblage manutentionne non déposé en fond de piscine pourrait survenir dans un délai d'une dizaine d'heures suite à cette ébullition »⁵⁷.

L'IRSN analyse ensuite les différents risques autres que les pertes de sources, et pouvant se cumuler avec elles, que posent pour les piscines les agressions naturelles externes à retenir dans les ECS vis-à-vis des fonctions fondamentales de sûreté. Par exemple, en cas de déformation des racks, il existe un risque de perte de sous criticité des assemblages, normalement garanti par leur géométrie. Un autre exemple concerne les réacteurs dans lesquels le combustible usé s'évacue par le haut. Le risque de chute d'un emballage de transport de combustible usé⁵⁸, vis-à-vis duquel l'IRSN appelle à renforcer pour chaque palier la démonstration des dispositions visant à empêcher une telle chute et à en atténuer les effets, en tenant compte d'aléas ECS. L'IRSN discute des diverses possibilités et risque en détail et nous ne les répétons pas ici. Mais il est important de noter qu'à l'issue de ce tableau détaillé et critique de la vulnérabilité des piscines, l'IRSN retient deux situations accidentelles pour définir les exigences de dispositions de sûreté, en tenant compte des aléas à couvrir dans le cadre des ECS :

- la situation A combine perte d'alimentation électrique et vidange par une brèche sur le circuit de refroidissement PTR « jusqu'au dénoyage de la tuyauterie jusqu'au dénoyage de la tuyauterie d'aspiration » - un niveau qui varie selon le palier, mais qui dépasse les seuils d'entreposage de quelques mètres^{59, 60}. La brèche se produit en état APR ou RCD et coïncide avec une perte totale d'alimentation électrique externe pouvant dégénérer en perte totale interne et externe (situation H3) ;
- la situation B combine perte totale de refroidissement et vidange par une brèche importante « jusqu'au seuil du génie civil des portes BK en APR. » La brèche peut venir par exemple après un séisme du tube de transfert ou des lignes de vidange des compartiments connectés au compartiment d'entreposage. Elle se produit en état APR et coïncide avec une situation de PTAE voire H3. Le niveau de vidange est de quelques dizaines de centimètres au-dessus des seuils d'entreposage – par exemple, il atteint 29,5 cm dans le BK à Civaux et 100 cm Gravelines⁶¹. Dans la situation B, l'IRSN tire les conclusions suivantes :
 - a) le dénoyage de l'aspiration du circuit PTR, située plus haut que le seuil de porte, conduit à la perte totale de refroidissement de la piscine ;
 - b) en cas de manutention en cours, le ou les assemblages concernés sont rapidement dénoyés et s'enflamment ;
 - c) l'inventaire résiduel en eau est trop réduit pour empêcher une ébullition totale de la piscine et une vaporisation de l'eau dans la zone d'entreposage, nécessitant l'ouverture pour dépressurisation.

⁵⁷ IRSN 2011 Tome 2, p. 46.

⁵⁸ IRAN 2011 Tome 2, pp. 4849. L'évacuation de combustibles dans ces emballages massifs appelés « châteaux » se fait par le haut, par dépose de l'emballage de transport dans la fosse de chargement, sur l'ensemble du palier 900 MWe et sur la première partie, dite P4, du palier 1 300 MWe. L'emballage, d'une masse pouvant dépasser 110 tonnes, est manutentionné jusqu'à une hauteur de 27 m. L'évacuation se fait en revanche par le bas, par accostage de l'emballage de transport sous la fosse de chargement, pour la deuxième partie, dite P'4, du palier 1 300 MWe, pour le palier N4 et pour l'EPR.

⁵⁹ Par exemple, à Gravelines, la différence est de 3,5 m (Gravelines ECS 2011, Ch. 5, p. 38 ; à Civaux elle est d'environ 3,7 m (Civaux ECS 2011, Ch. 5, p. 41)

⁶⁰ L'IRSN souligne que cette situation pourrait être maîtrisée dans l'EPR où ce risque de brèche est traité par l'altimétrie des tuyauteries d'aspiration PTR ainsi que par un dispositif d'isolement des trains de refroidissement PTR en cas de brèche.

⁶¹ Gravelines ECS 2011, Ch. 5, p. 38, et Civaux ECS 2011, Ch. 5, p. 41.

- d) au final, selon l'IRSN, « ce scénario accidentel peut donc conduire à des rejets importants en dehors du site ».

La dernière conclusion est importante en soi mais aussi parce qu'EDF n'examine aucun scénario avec des rejets importants en dehors du site. EDF conclut que « [c]ompte-tenu des moyens mis en œuvre pour éviter le découlement des assemblages combustible, le risque de production d'hydrogène par oxydation des gaines de zirconium est écarté »⁶².

Nous avons évalué dans le chapitre IV une situation de dénoyage avec des rejets importants pour en tirer les conclusions et recommandations pour la démarche des ECS d'EDF.

3.5. Avis de l'IRSN sur les moyens de limitation des conséquences d'un accident grave

Le dernier volet examiné ici du rapport de l'IRSN concerne l'analyse des éléments proposés par EDF pour la gestion des situations d'accident grave. L'IRSN rappelle en préambule de sa propre analyse ces constats importants^{63, 64} :

Pour les réacteurs en exploitation, la prise en compte de la problématique des accidents graves ne s'est pas faite lors de la conception des tranches mais a conduit à la mise en place de mesures préventives ainsi que de procédures et d'équipements spécifiques au domaine AG, en nombre limité (par exemple : une mesure de la pression à l'intérieur de l'enceinte gamme large, des recombineurs d'hydrogène passifs...) permettant de faire face à ces situations et d'en limiter les conséquences sur l'environnement.

(...)

L'IRSN souligne que, si la description des risques induits par un accident grave dans les rapports ECS et l'identification des parades associées reflètent un consensus en la matière, l'« efficacité » des dispositions palliatives est parfois encore un sujet de discussion dans certains domaines.

L'IRSN souhaite en particulier nuancer les points suivants :

- concernant le risque hydrogène, qu'EDF semble écarter totalement, l'IRSN rappelle que, « de son point [de] vue et compte tenu de l'état des connaissances, une défaillance de l'enceinte suite à une combustion d'hydrogène demeure possible dans certaines circonstances particulières »⁶⁵ ;
- concernant les moyens prévus par EDF pour éviter la rupture de l'enceinte par traversée du radier, l'IRSN rappelle qu'à ce jour l'opérabilité des matériels de lignage « ultimes » en accident grave n'a pas été démontrée⁶⁶ ;
- alors qu'EDF écarte le risque d'explosion de vapeur en cuve et hors cuve, l'IRSN rappelle que l'évaluation du risque d'explosion hors cuve reste en cours d'instruction⁶⁷ ;
- concernant le cas de pressurisation lente, EDF évoque une baisse de la concentration d'hydrogène mais l'IRSN rappelle que des fortes quantités d'hydrogène mais aussi de monoxyde de carbone restent présentes dans l'enceinte⁶⁸ ;
- l'IRSN souligne que l'innocuité vis-à-vis d'une recriticité d'une injection d'eau claire lorsque le corium est dans le puits de cuve, solution envisagée par EDF, n'est pas démontrée et qu'il convient de disposer d'appoints en eau borée⁶⁹ ;
- l'IRSN émet des réserves sur la conclusion tirée par EDF des programmes de recherche en cours sur la possibilité de stabiliser le corium relocalisé en puits de cuve par injection d'eau⁷⁰ ;

⁶² Par exemple Civaux ECS 2011, Ch. 6, p. 57. Le même texte est utilisé dans d'autres ECS.

⁶³ IRSN 2011 Tome 2, p. 66

⁶⁴ IRSN 2011 Tome 2, pp. 72-73

⁶⁵ IRSN 2011 Tome 2, p. 73

⁶⁶ IRSN 2011 Tome 2, p. 73

⁶⁷ IRSN 2011 Tome 2, p. 73

⁶⁸ IRSN 2011 Tome 2, p. 73

⁶⁹ IRSN 2011 Tome 2, p. 73

⁷⁰ IRSN 2011 Tome 2, pp. 73-74

- enfin, l'IRSN souligne qu'EDF ne mentionne pas les risques d'accident de réactivité, par exemple en cas d'injection d'eau claire dans le cœur, qui pourraient conduire à un endommagement du combustible et estime que ce risque doit faire l'objet d'un examen particulier dans le cadre de la démarche ECS⁷¹.

L'IRSN examine et discute un certain nombre de limitations pouvant intervenir dans l'efficacité, la fiabilité ou la disponibilité des moyens de gestion envisagés par EDF, notamment :

- les rapports ECS d'EDF montrent l'importance de la dépressurisation du circuit primaire en cas de fusion du cœur. Pour l'IRSN, l'échec de cette dépressurisation se traduirait par des rejets massifs dans l'environnement.⁷² L'IRSN rappelle que la dépressurisation peut ne pas être garantie dans certaines configurations des réacteurs 900 MWe et 1 300 MWe et recommande d'accélérer la mise en œuvre des modifications pour rendre ce dispositif robuste, actuellement prévue dans le cadre des VD3⁷³ ;
- l'IRSN rappelle la nécessité de faire évoluer les procédures de conduite pour les adapter aux situations relevant des ECS. Il estime par exemple nécessaire qu'EDF garantisse, pour un événement type ECS de perte totale des alimentations électriques et des moyens de refroidissement des circuits primaires de tous les réacteurs d'un site, la faisabilité des actions prévues et notamment la dépressurisation des circuits primaires⁷⁴ ;
- l'IRSN considère que l'exigence d'autonomie fixée à 1 heure actuellement pour les batteries secourant les matériels nécessaires à une gestion ultime est insuffisante et que l'augmentation de cette autonomie doit être envisagée dans le cadre des ECS⁷⁵ ;
- l'utilisation du dispositif d'éventage et de filtration U5 en cas de pressurisation lente de l'enceinte pose deux questions :
 - a) sur le risque d'explosion hydrogène à l'ouverture du filtre U5, l'IRSN juge nécessaire de réévaluer ce risque en particulier vis-à-vis de l'impact de l'oxygène préexistant dans la tuyauterie⁷⁶ ;
 - b) pour les réacteurs 900 MWe, qui partagent un dispositif U5 pour deux tranches, l'IRSN estime que le besoin éventuel d'utilisation simultanée du dispositif pour les deux tranches doit être envisagé et son efficacité dans ces conditions estimée⁷⁷ ;
- s'agissant de l'injection d'eau de secours dans le circuit primaire, l'IRSN souhaite qu'EDF clarifie les moyens sur site et amenés par la FARN envisagés, et notamment leur domaine de fonctionnement. L'IRSN souligne que ces moyens doivent être robustes aux conditions d'AG et aux agressions considérées dans les ECS, et que l'injection doit être réalisée avec de l'eau borée⁷⁸ ;
- l'IRSN note que les moyens AG du référentiel actuel ne sont pas dimensionnés aux agressions prévues dans le même référentiel et souligne que leur robustesse doit être revue dans le cadre des ECS. De même, la robustesse des équipements nécessaires en situation AG, notamment les matériels et l'instrumentation, doit être vérifiée au regard des situations relevant des ECS⁷⁹ ;
- à ce titre, l'IRSN recommande que la mise en place d'une instrumentation complémentaire AG, comprenant deux - recombineurs d'hydrogène avec in thermocouple et un thermocouple dans le puits de cuve, prévue dans le cadre des VD3 pour les 900 MWe et les 1 300 MWe, soit accélérée. En complément, l'IRSN recommande de prendre des mesures pour que les équipes disposent en situation accidentelle de mesures de pression dans l'enceinte et de pression en cuve⁸⁰ ;

⁷¹ IRSN 2011 Tome 2, p.74

⁷² IRSN 2011 Tome 2, p.78

⁷³ IRSN 2011 Tome 2, p.79

⁷⁴ IRSN 2011 Tome 2, p.80

⁷⁵ IRSN 2011 Tome 2, p.81

⁷⁶ IRSN 2011 Tome 2, p.84

⁷⁷ IRSN 2011 Tome 2, p.85

⁷⁸ IRSN 2011 Tome 2, p.86

⁷⁹ IRSN 2011 Tome 2, p.87

⁸⁰ IRSN 2011 Tome 2, pp.88-89

- l'IRSN note qu'EDF accorde peu d'importance dans ses rapports au risque de transfert d'hydrogène entre les locaux et indique qu'au vu de son importance dans le déroulement de l'accident de Fukushima, cet aspect doit au contraire faire l'objet d'une identification systématique pour tous les états du réacteur prévus dans le référentiel d'exploitation⁸¹ ;
- concernant la limitation des conséquences de la percée du radier, l'IRSN souligne que des possibilités de dispositions préventives de renforcement du radier ou de construction en dessous sont en discussion et estime nécessaire qu'EDF poursuive cette voie⁸² ;
- l'IRSN note avec intérêt la proposition d'EDF de réduire les rejets en iode par un dispositif garantissant le caractère basique de l'eau des puisards du bâtiment réacteur, qui paraît un objectif accessible⁸³ ;
- enfin, l'IRSN souligne la nécessité de disposer d'éléments plus précis sur le comportement d'une piscine en ébullition. Il recommande qu'EDF développe une modélisation adaptée et évalue en particulier la concentration d'hydrogène pouvant être atteinte dans le hall BK dans différents scénarios. L'IRSN note qu'en fonction de ces études, des dispositions particulières pourraient devoir être prévues, notamment la mise en place de recombineurs hydrogène dans le BK⁸⁴.

Sur les éventuels problèmes de gestion du site dans différentes situations dégradées, l'IRSN :

- souligne que l'ouverture du dispositif U5 est au final une situation qu'il convient d'envisager et de savoir gérer, et considère dès lors que tout doit être mis en œuvre pour que son utilisation sur une tranche n'empêche pas la gestion dans leur état plus ou moins dégradé de l'ensemble des réacteurs du site. L'IRSN juge à ce titre que l'évacuation du site ne serait pas acceptable⁸⁵ ;
- estime qu'EDF doit, en conséquence, mener une étude détaillée et réaliste des conséquences de l'utilisation du dispositif U5 sur l'habitabilité de la salle de commande et sur la gestion de l'ensemble du site, dans le respect des limites de doses fixées par la réglementation⁸⁶ ;
- estime nécessaire, compte tenu des résultats des analyses de scénarios sur les piscines, qu'EDF identifie les niveaux de vidange et d'échauffement des piscines d'entreposage pour lesquels il pourrait ou ne pourrait plus, moyennant des dispositions complémentaires, poursuivre la gestion de l'ensemble du site, dans le respect des limites de doses fixées par la réglementation⁸⁷ ;
- considère qu'EDF doit évaluer sa capacité à gérer l'ensemble d'un site pour des situations conduisant à l'utilisation du dispositif U5 sur plusieurs réacteurs.

3.6. Commentaires sur l'avis de l'IRSN

L'IRSN a pu malgré les délais très courts mener une analyse assez exhaustive de la démarche proposée par EDF dans les dix-neuf rapports ECS correspondant à ses sites de centrales. Si l'analyse débouche souvent sur la nécessité d'études complémentaires ou d'approfondissements, elle offre néanmoins une première revue détaillée qui constitue incontestablement une remarquable base de travail pour la suite de la démarche de réévaluation de la sûreté des réacteurs français.

L'analyse proposée par l'IRSN sur les rapports ECS fournis par EDF, bien qu'elle ne repose comme ces rapports eux-mêmes que sur un état des connaissances sans développer aucune étude supplémentaire, apporte une information complémentaire précieuse à plusieurs. Celle-ci doit toutefois être interprétée en tenant compte des limites intrinsèques à l'exercice :

1. Sur le plan de l'information traitée, l'avis formulé par l'IRSN intègre, outre l'information rassemblée par EDF dans ses rapports ECS, la propre connaissance par l'IRSN des dossiers des installations mais aussi l'ensemble de l'information complémentaire tirée des échanges menés avec le Groupe

⁸¹ IRSN 2011 Tome 2, p.91

⁸² IRSN 2011 Tome 2, p.91

⁸³ IRSN 2011 Tome 2, p.91

⁸⁴ IRSN 2011 Tome 2, p.92

⁸⁵ IRSN 2011 Tome 2, p.93

⁸⁶ IRSN 2011 Tome 2, p.94

⁸⁷ IRSN 2011 Tome 2, p.94

permanent réacteurs et surtout avec EDF au cours de l'instruction. Sur de nombreux points, l'IRSN est ainsi en mesure de préciser, suite à ces échanges, des éléments jugés trop vagues dans les rapports d'EDF.

Toutefois, l'IRSN pointe également les limites de son propre accès à l'information en signalant à plusieurs reprises qu'il n'a pas eu accès dans les délais nécessaires à l'instruction à certaines études ou informations techniques complémentaires sur lesquelles EDF appuie ses jugements d'ingénieur.

2. Sur le plan de la démarche d'analyse, le rapport IRSN développe une analyse extrêmement systématique des positions et propositions formulées par EDF, qui permet d'identifier les points de convergence et les points de divergence en sériant efficacement les sujets.

Cependant, l'IRSN souligne à de nombreuses reprises que les études nécessaires à une investigation exhaustive des questions posées ne pouvaient être réalistement conduites dans les délais impartis et que seules des investigations complémentaires permettront d'aboutir à des conclusions suffisamment étayées. En particulier, l'IRSN émet des réserves sur les points conclus favorablement en soulignant que « des éléments ou des démonstrations qui ont été jugés recevables ou acceptables à ce stade pourront nécessiter des analyses ultérieures plus approfondies »⁸⁸.

De plus, l'analyse de l'IRSN se place pour l'essentiel au niveau générique de la démonstration d'EDF et les conclusions générales ne préjugent pas de leur application site par site en fonction de spécificités ou d'écarts de conformité qui restent à analyser.

3. Sur le plan de l'ambition, le rapport IRSN marque une première étape significative dans une démarche de réévaluation de la doctrine de sûreté. Alors que la démarche d'EDF reste pour l'essentiel centrée sur la démonstration des marges apportées, moyennant quelques ajustements, par le référentiel de sûreté actuel, l'IRSN se place au contraire d'emblée dans une réflexion sur une évolution en profondeur de ce référentiel. Cette ambition trouve son expression dans le principe des « noyaux durs » dont l'IRSN décline les exigences à chaque étape de son évaluation.

Les propositions de l'IRSN dans ce sens ne constituent cependant que des pistes dont l'approfondissement nécessitera de longues études et dont la validation reste très incertaine. Plus largement, le rapport de l'IRSN ne fait qu'ouvrir la discussion sur l'articulation de cette nouvelle approche avec la doctrine de sûreté existante et sa pertinence pour répondre aux nouveaux enjeux de sûreté.

Bien que jugeant « globalement satisfaisante »⁸⁹ la démonstration fournie par EDF dans les rapports ECS, complétée des informations plus ciblées fournies lors de l'instruction, l'IRSN se montre réservé sur les méthodes et les conclusions tirées par EDF à toutes les étapes de la démonstration : (i) la vérification de la conformité des installations, (ii) la révision de la tenue aux agressions externes naturelles, (iii) l'étude des scénarios « extrêmes » d'accident et (iv) l'évaluation de la gestion des situations accidentelles.

L'IRSN propose une description assez détaillée de l'ensemble des processus conduisant l'évolution des référentiels de sûreté et de vérification de la conformité des installations. L'IRSN met bien en évidence les incertitudes et insuffisances qui pèsent sur ce processus de vérification, sans aller toutefois au bout de l'évaluation des conséquences de ces manques sur le niveau réel de sûreté.

4. L'IRSN souligne bien les nombreuses incertitudes inhérentes au processus continu d'identification et de traitement des écarts de conformité sur les réacteurs d'EDF. Cette incertitude n'est cependant pas retenue dans l'analyse des bilans de conformité présentés par EDF, pour lesquels l'IRSN s'appuie sur sa propre connaissance des écarts déclarés par EDF pour analyser la pertinence des écarts significatifs retenus par EDF, sans s'interroger davantage sur la présence éventuelle d'écarts non identifiés et sur leurs conséquences potentielles.
5. Tout en jugeant globalement que « les principaux écarts de conformité connus à la date du 30 juin 2011 ayant un impact sur la sûreté ont bien été pris en compte par EDF »⁹⁰, l'IRSN pointe bien en réalité les différents problèmes posés par la démarche actuelle de vérification de la conformité, en particulier :

⁸⁸ IRSN 2011 Tome 1, p.25

⁸⁹ IRSN 2011 Résumé, p. 3

⁹⁰ IRSN 2011 Tome 1, p.59

- a) la nécessité d'élargir le champ des analyses de conformité, en lien avec l'élargissement du champ des éléments participant à la sûreté et le renforcement des exigences de sûreté sur ces équipements induits par la démarche des ECS ;
 - b) la nécessité d'accélérer les délais actuels des vérifications de conformité, à la fois pour mener sur les points qui l'exigent des vérifications plus rapprochées que celles des réexamens décennaux, et pour accélérer les actions correctives là où les écarts ont le poids le plus significatif sur le niveau de sûreté.
6. L'IRSN relève un nombre important d'écarts, en particulier sur la tenue sismique, et conclut de façon correcte que l'état actuel des installations ne permet pas de garantir leur tenue à certaines sollicitations prises en compte dans les ECS. L'IRSN conclut également à juste titre que ce constat introduit un écart entre le niveau réel de tenue des installations et le niveau théorique des marges identifiées par EDF, basées sur l'hypothèse d'une installation exempte de défaut. Toutefois, l'IRSN ne propose aucune évaluation ou démarche d'évaluation de cet écart. En particulier, aucune réflexion n'est menée sur le niveau global de sûreté réel des réacteurs résultant de l'accumulation de ces écarts.

L'IRSN relève avec raison qu'EDF n'a pas choisi une démarche conforme aux cahiers des charges des ECS pour réévaluer le niveau de résistance aux agressions naturelles de ses réacteurs. Au lieu de chercher à caractériser le seuil de défaillance de ses installations vis-à-vis du séisme ou de l'inondation, EDF s'est attaché à démontrer leur robustesse à un niveau majoré forfaitairement par rapport aux niveaux actuellement prévus dans le référentiel de sûreté. Or, cette démonstration ne tient pas. Ainsi, l'IRSN établit clairement la liste des faiblesses et des lacunes aux différentes étapes de la démarche d'EDF, que l'on peut par ailleurs compléter sur quelques points :

- 7. C'est vis-à-vis de la réévaluation du risque sismique, sujet de débat entre EDF et l'IRSN depuis l'introduction de la RFS 2001-01, que l'IRSN se montre le plus sévère sur le caractère incomplet de la démonstration, du point de vue de la révision de l'aléa comme de la révision des marges :
 - a) d'abord, l'IRSN montre bien que la réévaluation de l'aléa sismique proposée par EDF ne prend pas suffisamment en compte les incertitudes des méthodes et des modèles ainsi que les effets de site particuliers, ou encore le risque de réveil de failles historiquement non actives ;
 - b) ensuite, l'IRSN souligne bien que le raisonnement d'EDF, qui écarte tout aléa sismique jugé supérieur à la tenue estimée de ses installations comme non crédible sur des critères probabilistes, n'est pas conforme à la démarche des ECS ;
 - c) enfin l'IRSN conteste très justement l'affirmation d'EDF selon laquelle toutes ses installations tiendraient à 1,5 fois le SMS, qui repose sur la généralisation sans justification d'études et confond prudence de dimensionnement avec marges supplémentaires de résistance. L'IRSN met au contraire en avant une série de facteurs d'incertitudes, de limites de dimensionnement et de suspicions de non conformité qui battent l'estimation d'EDF en brèche.
- 8. Bien que pointant moins de divergences sur la méthode d'évaluation du risque d'inondation, l'IRSN souligne toutefois la nécessité d'un approfondissement site par site, et met également en avant d'importantes défaillances dans la démonstration apportée par EDF :
 - a) si l'IRSN juge globalement satisfaisante la démarche de réévaluation de l'aléa inondation, il formule quelques réserves sur les hypothèses retenues et suggère surtout de façon claire que les niveaux d'eau correspondants sont potentiellement sous-évalués par EDF ;
 - b) parallèlement, l'IRSN souligne certains déficits de protection vis-à-vis des inondations des centrales au niveau actuel, en particulier le fait qu'EDF n'est pas en mesure de garantir l'étanchéité de leur protection volumique.
- 9. La même démarche critique conduit l'IRSN à bien montrer les limites des analyses produites par EDF sur les autres risques météorologiques. D'une part, EDF ne prend pas en compte de façon suffisamment globale cette question, ni du point de vue des causes en excluant certains événements comme la neige⁹¹, ni du point de vue des conséquences en n'examinant pas la tenue de certains matériels exposés comme les filtres à sable. D'autre part, les évaluations d'EDF pour les

⁹¹ IRSN 2011 Tome 1 p. 187

seuls phénomènes retenus (vent, grêle, foudre)⁹² ne sont pas réellement enveloppe et majorantes ni sur l'aléa, ni sur la tenue des installations.

10. L'IRSN démontre enfin la faiblesse des rapports d'EDF concernant la prise en compte d'agressions secondaires induites par les phénomènes naturels extrêmes considérés dans les ECS. Ainsi :
 - a) les événements envisagés par EDF en termes d'agression potentielle de ses installations par les installations industrielles⁹³ et les voies de transport environnantes⁹⁴ sont sous-dimensionnés par rapport à une évaluation déterministe des conséquences sur ces activités d'agresseurs naturels du niveau envisagé dans les ECS ;
 - b) alors qu'EDF exclut toute aggravation des circonstances accidentelles par des incendies ou explosions provoqués par des agressions externes sur ses installations, et ignore tout risque d'aggravation par des chutes de charge ou des inondations internes, l'IRSN montre bien que ces situations doivent au contraire être prises en compte⁹⁵.
11. Plus largement, l'IRSN soulève sur plusieurs points la nécessité d'élargir les scénarios d'agressions considérés pour tenir compte d'effets cumulés tels qu'une pluie longue et une inondation, la présence de colmatants comme une nappe d'hydrocarbure⁹⁶, ou encore la rupture de plusieurs barrages liée à un séisme. L'IRSN souligne également la nécessité de tenir compte des dégradations causées aux installations d'EDF dans leur capacité à résister à de telles situations de cumul. Toutefois, bien que ces remarques en montrent l'intérêt, l'IRSN ne va pas jusqu'à expliciter une typologie de l'ensemble des scénarios et des situations à prendre en compte.
12. En complément de l'analyse de la démarche d'EDF, l'IRSN met en évidence les faiblesses de conception et de dimensionnement des réacteurs vis-à-vis d'événements tels que ceux considérés dans les ECS :
 - a) d'une part, des éléments secondaires insuffisamment dimensionnés au séisme, à l'inondation ou aux autres agressions naturelles et aux agressions induites peuvent dans les conditions envisagées nuire au bon fonctionnement des équipements de sûreté nécessaires à la gestion de ces situations ;
 - b) d'autre part, les lignes successives de défense en profondeur n'ont pas fait l'objet d'un dimensionnement croissant lorsque les premières lignes ont été jugées suffisamment robustes. En conséquence, les dernières lignes de défense ne sont pas dimensionnées pour résister à ce qui pourrait rompre les premières. Ainsi, à l'image des filtres de dépressurisation des enceintes ou des locaux de crise, certains équipements clés dans la gestion d'un accident grave ne sont pas résistants à des agressions naturelles externes qui pourraient provoquer cette situation d'accident.

L'IRSN propose sur la base des analyses d'EDF une étude systématique des scénarios pouvant conduire, à partir des hypothèses fixées par le cahier des charges des ECS, à des situations d'accident sur les réacteurs, tant sur les cœurs que sur les piscines de refroidissement du combustible. Sans étudier le détail de tous les scénarios ni prétendre à leur exhaustivité, la démonstration de l'IRSN met à jour sur ce volet comme pour les précédents les carences de l'analyse d'EDF, et montre l'existence de nombreux facteurs aggravants multipliant les risques d'aboutir en quelques dizaines d'heures voire quelques heures à une situation accidentelle :

13. L'IRSN souligne à juste titre l'écart entre les situations à considérer dans le cadre des ECS comme retour d'expérience de Fukushima et les situations bien moins pénalisantes de perte d'alimentation électrique et de perte de refroidissement envisagées dans et hors dimensionnement dans le référentiel de sûreté des réacteurs, ou même dans le cadre du retour d'expérience d'événements précédents comme la tempête de 1999. En particulier, les situations de perte durable et en mode commun au site des sources d'électricité ou d'eau froide n'ont jamais été envisagées.

⁹² IRSN 2011 Tome 1 p. 186-187

⁹³ IRSN 2011 Tome 1 p. 194

⁹⁴ IRSN 2011 Tome 1 p. 198

⁹⁵ IRSN 2011 Tome 1 pp. 201-202 pour les incendies, pp. 202 pour les risques d'explosion, p. 30 et p. 34 pour la prise en compte des incendies, explosions, inondations internes et chutes de charge.

⁹⁶ IRSN 2011 Tome 1 p. 153

14. Tout en écrivant qu'EDF a globalement respecté le cahier des charges des ECS dans l'éventail des situations d'accident grave à considérer, l'IRSN introduit en réalité plusieurs réserves essentielles qui limitent considérablement la portée des conclusions d'EDF sur les délais et la gravité des conséquences éventuelles :
- a) l'IRSN pointe d'abord l'absence de justification d'un certain nombre de délais avancés par EDF dans la cinétique des situations accidentelles, en particulier sur la récupération d'une source froide avant découvrément du cœur dans les situations de perte de refroidissement ;
 - b) l'IRSN conteste ensuite le choix d'EDF d'écarter certaines configurations de gestion des réacteurs de courte durée mais très pénalisantes dans l'évaluation des différents scénarios ;
 - c) l'IRSN note qu'EDF exclut tout découvrément du combustible dans les piscines de refroidissement en supposant les piscines et circuits de refroidissement intègres en toutes circonstances. L'IRSN conteste avec raison cette hypothèse et étudie les situations de cumul d'une perte de refroidissement et d'une brèche ;
 - d) enfin, l'IRSN souligne très justement qu'EDF ne prend pas, ou pas suffisamment en compte, dans les scénarios décrits différents facteurs pénalisants tels que : (i) les risques d'aggravation liés au défaut de dimensionnement d'équipements secondaires, (ii) les dégradations liées à des agressions induites, (iii) les défaillances liées aux écarts de conformité ou (iv) certains effets liés à la gestion simultanée de plusieurs situations pré-accidentelles voire accidentelles sur un site.
15. Pour les cœurs, sans étudier dans le détail l'ensemble des scénarios envisageables pour tenir compte de ces remarques mais en élargissant la gamme de situations étudiées par rapport aux analyses d'EDF, l'IRSN montre que les délais avant découvrément sur les tranches affectées par les situations de perte de source peuvent être très courts. En fonction des différents paramètres, les estimations atteignent quelques dizaines d'heures à quelques heures avant découvrément du cœur pour les combinaisons les plus pénalisantes. De plus, l'absence de requis de tenue au séisme ou à l'inondation des équipements requis pour gérer les situations de perte de source peut conduire à un découvrément en quelques heures dans tous les cas pour une perte de source consécutive à un séisme du référentiel actuel ou une inondation au-delà du référentiel actuel.
16. Pour les piscines, l'IRSN ne remet pas en cause l'absence de découvrément postulée par EDF dans toutes les situations où piscine et circuit de refroidissement restent intègres. Cependant, l'IRSN identifie correctement de nombreux facteurs pouvant conduire dans les situations considérées par les ECS à des dégradations qu'EDF n'envisage pas, d'une part de criticité du combustible, d'autre part de vidange partielle voire totale de la piscine, enfin de perte d'intégrité de l'enceinte du bâtiment combustible. Bien que l'IRSN n'étudie pas en détail les cas de vidange les plus sévères et ne chiffre pas de façon systématique les délais de découvrément, les situations décrites montrent un risque de découvrément partiel voire total du combustible dans un délai de quelques dizaines d'heures et même de quelques heures dans les cas les plus pénalisants.
17. L'analyse menée par l'IRSN illustre les nombreux effets directs et indirects et facteurs d'aggravation à prendre en compte pour une étude exhaustive des situations accidentelles les plus pénalisantes, et la nécessité pour mener cette étude d'approfondir de nombreux points. L'IRSN omet toutefois dans sa démonstration le facteur aggravant que constitue l'interaction entre le développement d'une situation pré-accidentelle puis accidentelle sur le cœur du réacteur d'une part et sur la piscine adjacente d'autre part. En effet, ces deux problèmes sont traités de façon essentiellement disjointe alors que les moyens nécessaires à leur gestion peuvent être communs et surtout que les dégradations intervenant d'un côté peuvent avoir des conséquences négatives de l'autre.

À partir des scénarios d'entrée en situation accidentelle étudiés par l'IRSN, celui-ci développe pour finir une analyse exploratoire de la gestion de ces situations accidentelles. Sans apporter de conclusion définitive sur les conséquences potentielles en termes de rejets, la démonstration de l'IRSN suffit à montrer que celles-ci peuvent aller au-delà des faibles rejets auxquels concluent les rapports ECS d'EDF. Elle suggère également la difficulté qu'il y aura à démontrer le caractère robuste en toutes circonstances de dispositifs de gestion de ces situations permettant de limiter ces rejets :

18. L'IRSN rappelle utilement l'écart entre le retour d'expérience à tirer de Fukushima et l'absence de véritable prise en compte des accidents graves à la conception des réacteurs qui composent le parc en exploitation d'EDF. Des mesures préventives et palliatives, telles que les recombineurs

d'hydrogène, ont toutefois été progressivement introduites pour répondre à une situation d'accident grave sur le cœur, mais elles restent limitées. En revanche sur les piscines, la limitation des conséquences d'un accident grave n'a jamais été étudiée et semble impossible du fait de l'absence de confinement sérieux du bâtiment combustible.

19. L'IRSN souligne à juste titre que la gestion des accidents graves repose sur le bon comportement dans des situations dégradées des différents moyens envisagés, dont le dimensionnement n'est pas toujours assuré au niveau nécessaire, dont la conformité n'est pas toujours garantie, et dont l'opérabilité peut être réduite dans des conditions accidentelles. Ce constat vaut non seulement pour les équipements directement impliqués mais aussi pour l'ensemble des équipements secondaires, matériels, instrumentations, circuits, câblages nécessaires à leur bon fonctionnement. Aussi, l'IRSN insiste avec raison sur la nécessité de démontrer la robustesse au niveau requis des moyens de gestion existants et d'assurer la robustesse des moyens supplémentaires envisagés.
20. Bien que l'IRSN ne remette pas directement en cause la conclusion d'EDF pour laquelle les conséquences d'un scénario de fusion du cœur seraient limitées à un relâchement filtré de radioactivité nécessaire pour dépressuriser l'enceinte, ses commentaires et remarques témoignent très clairement d'une vision plus pessimiste :
 - a) d'une part, l'IRSN émet des réserves tout à fait nécessaires sur l'exclusion par EDF de tout scénario de rupture de l'enceinte autre que la dépressurisation volontaire, en soulignant notamment que les risques d'explosion d'hydrogène, d'explosion de vapeur hors cuve, de traversée du radier, et de réactivité du cœur ne peuvent être totalement écartés dès lors qu'une situation d'accident grave est en cours ;
 - b) d'autre part, l'IRSN note qu'une défaillance rapide du circuit secondaire, écartée par hypothèse dans tous les cas par EDF, conduirait à un scénario de fusion rapide d'un ou plusieurs cœurs en quelques heures potentiellement plus difficile à maîtriser ;
 - c) enfin, l'IRSN souligne à raison le rôle potentiel de certains événements tels qu'une rupture du circuit primaire ou une panne de l'arrêt d'urgence, susceptibles d'initier ou d'aggraver des situations accidentelles. Ces événements sont exclus par jugement probabiliste du dimensionnement et n'ont pas été couverts par les ECS mais doivent être pris en compte dans une approche plus déterministe.
21. Bien que l'IRSN ait montré le risque de découverture du combustible en piscine, son rapport n'explore que très succinctement la gestion d'une telle situation, non traitée par EDF. Comme évoqué plus haut, les moyens existants ne sont que préventifs et le cinétique même de cet accident reste à étudier. L'IRSN suggère au moins d'étudier la possibilité d'éviter l'aggravation d'une telle situation par une explosion d'hydrogène en plaçant des recombineurs dans le bâtiment.
22. Au final, l'IRSN n'apporte pas de conclusion précise sur le risque de rejets radioactifs dans l'environnement par voie atmosphérique ou terrestre. L'analyse proposée par l'IRSN conduit toutefois assez clairement à conclure, sur la base des commentaires ci-dessus, que :
 - a) pour les cœurs des réacteurs, dans les scénarios d'accident grave envisagés dans les ECS, le risque d'une rupture de l'enceinte n'est pas à exclure et peut conduire à un accident majeur, au sens d'un rejet dépassant significativement le rejet maîtrisé par le filtre de dépressurisation ;
 - b) pour les piscines, la limitation des conséquences d'un accident grave serait très difficile et une telle situation pourrait également conduire à des rejets importants.

4. Conclusions sur les apports et limites des ECS produites par EDF

Les rapports ECS produits par EDF, dont il faut souligner l'ampleur compte tenu du nombre important d'installations à traiter dans leur spécificité au-delà d'un caractère générique et compte tenu du délai très court donné à l'exploitant dans le cadre du processus ECS, rassemblent une information très riche et en grande partie inédite dans une publication accessible au public.

Bien que la démarche suivie par EDF soulève de nombreuses questions, ces rapports présentent une base extrêmement utile pour la suite du processus de réévaluation de la sûreté des réacteurs au vu du retour d'expérience de Fukushima. Le rapport de l'IRSN, dont plus de la moitié est consacrée aux évaluations menées par EDF sur ses réacteurs et qui fait clairement apparaître cette analyse dans des parties identifiées

chapitre par chapitre, constitue une première exploitation de l'information rassemblée par EDF. Il apporte ainsi une information supplémentaire très précieuse.

Le matériau des rapports ECS ne saurait toutefois être considéré en l'état comme un corpus suffisant pour poser des décisions de renforcement ou établir la réflexion sur une nouvelle doctrine de sûreté, pour au moins deux raisons. La première est que les rapports ECS ne se veulent eux-mêmes pas totalement conclusifs dans leur champ : au contraire, EDF pointe dans sa démarche la nécessité de mener des études complémentaires sur de nombreux points, et l'IRSN identifie le besoin d'approfondissements supplémentaires. La seconde est que l'approche et le champ des ECS présentent en l'état des lacunes qu'il sera nécessaire de combler dans la suite du processus pour développer une évaluation complète.

4.1. Principaux points forts de la démarche ECS d'EDF

Les principaux points forts de la démarche ECS appliquée aux réacteurs d'EDF, tels qu'ils ressortent de l'analyse détaillée des rapports d'EDF et de leur évaluation par l'IRSN, tiennent essentiellement à la nature de la démarche proposée. D'une part, la volonté impulsée par le cahier des charges de développer un raisonnement déterministe permet d'élargir l'analyse des causes et des conséquences envisageables là où le raisonnement probabiliste éliminait jusqu'ici de nombreuses possibilités. D'autre part, la segmentation induite par le cahier des charges dans l'analyse des agressions externes, des situations dégradées, du comportement des installations et des moyens de gérer les situations qui en résultent permet d'identifier l'ensemble des éléments concourant à la sûreté et des facteurs susceptibles de la dégrader et les relations complexes qui existent entre eux. En d'autres termes, les ECS s'engagent dans une analyse systémique qui semble effectivement la voie pertinente pour une réévaluation en profondeur de la sûreté des réacteurs.

Les apports de la démarche ECS consistent d'abord dans la photographie qu'elle offre de l'état des installations vis-à-vis des risques naturels, en termes d'évaluation des aléas, d'évolution du référentiel de sûreté et de vérification de la conformité à ce référentiel. L'information rassemblée dans les rapports résume ainsi le bilan au 30 juin 2011 de l'état de sûreté tel qu'évalué avant Fukushima pour l'ensemble des réacteurs, en particulier :

- la description de l'état actuel de l'évaluation du risque sismique et de la démarche de sûreté consacrée à ce thème couvre l'ensemble des facteurs depuis la conception, l'évaluation du dimensionnement, les mesures préventives et jusqu'aux mesures de secours. L'information proposée apporte le niveau de compréhension nécessaire à la réévaluation du risque ;
- de même, la description de l'état actuel de l'évaluation du risque d'inondation et des dispositions de conception et de protection en exploitation face à ce risque présente un niveau de détail adéquat pour développer les réflexions sur la réévaluation de ce risque ;
- la description couvre d'autres événements climatiques extrêmes que l'inondation (tempête, grêle, foudre). Là encore les dispositions existantes et le niveau d'évaluation du risque avant révision dans le cadre de l'ECS sont clairement présentés.

De même, les rapports ECS compilent une information précieuse sur la prise en compte des accidents graves, tant du point de vue des scénarios considérés que des solutions de gestion prévues :

- la caractérisation des phénomènes redoutés dans le cadre de situations accidentelles offre, au moins pour les cœurs et dans le cadre non exhaustif des situations envisagées par les ECS, une typologie correcte des phénomènes à prendre en compte dans l'élaboration des dispositifs visant à limiter le risque de rupture de confinement ;
- la typologie des situations accidentelles envisageables à partir d'une perte postulée de source électrique et/ou de refroidissement aggravée ou non par une agression naturelle, illustre bien, indépendamment des conclusions sur le risque que ces situations se réalisent, la diversité des combinaisons et des enchaînements possibles ;
- enfin, la description des dispositifs préventifs et palliatifs associés aux différents phénomènes redoutés dans les différentes situations accidentelles envisagées fournit également, là encore

indépendamment des conclusions sur leur efficacité dans toutes les circonstances, une bonne vision systémique des lignes de défense mises en œuvre dans l'état actuel des centrales ;

- à travers toute cette analyse, les rapports ECS mettent bien en évidence de nombreux effets faibles envisageables par rapport aux grandes fonctions de sûreté selon la cinétique des situations accidentelles et le degré de robustesse des dispositifs de protection mis en jeu, dans un sens négatif de dégradation brusque des lignes de défense comme positif au sens d'une possibilité de récupérer une ligne de défense perdue dans un délai suffisant avant la perte de la ligne suivante.

Au-delà de ces éléments d'information et d'analyse revisitant l'état existant des centrales à la lumière des questionnements générés par le constat de Fukushima, l'intérêt de la démarche ECS réside également dans la réflexion qu'elle engage sur la révision de la sûreté des centrales. Cette question, abordée dans le cadre technique de cette évaluation indépendamment de toute considération de politique énergétique sur le prolongement, le remplacement ou la fermeture du parc nucléaire français, associe nécessairement trois composantes : (i) la révision des exigences de sûreté à travers l'évolution du référentiel applicable aux installations, (ii) l'élaboration de solutions techniques propres à apporter le renforcement visé, et (iii) le cahier des charges de la démonstration de cette robustesse accrue. Sur chacun de ces volets, les rapports ECS apportent des premiers éléments de réflexion utiles :

- l'analyse des écarts entre le référentiel existant et des hypothèses d'agression externe ou de situations dégradées telles qu'envisagées dans les ECS montre la nécessité de réviser les exigences tant du point de vue de la nature et du niveau des aléas à prendre en compte dans le dimensionnement que du point de vue du champ des ouvrages, des équipements et des dispositifs dont la robustesse doit être démontrée à un niveau de dimensionnement donné ;
- l'analyse des mesures de gestion des accidents graves, présentant les mesures de nature aussi bien organisationnelles que matérielles en vigueur, ainsi que les dispositions éventuelles supplémentaires envisagées dresse un état des lieux précis et introduit des pistes de progrès importantes. Celles-ci portent aussi bien sur des éléments à renforcer dans les dispositifs existants que sur de nouveaux dispositifs autour de l'idée de « noyaux durs » robustes d'une part, et de la mise en place d'une force d'action rapide nucléaire (FARN) d'autre part ;
- la typologie des situations d'accident envisagées, qui met en relation les niveaux d'agression possibles et les défaillances correspondantes, permet de préciser le rôle attendu des différents éléments dans les lignes successives de défense et donc d'identifier les besoins de démonstration de robustesse et d'efficacité des éléments existants ou nouveaux et d'indépendance entre eux.

4.2. Points faibles dans la démonstration proposée par EDF

Le cahier des charges des ECS fixe, malgré ses lacunes, une ambition forte. La démonstration développée dans les rapports ECS se heurte à plusieurs obstacles liés au manque de temps pour rassembler de nouvelles données ou mener de nouvelles études, ainsi qu'au manque de recul nécessaire pour mener une analyse systémique nouvelle sur des bases totalement déterministes. Ces difficultés constituent autant de points faibles dans la démarche, qui ne va pas au bout de la logique qu'elle s'est fixée. Ainsi, on peut relever à chaque étape des faiblesses et des manques dans la démonstration proposée, qui constituent autant de points d'approfondissement nécessaires avant de valider les conclusions de l'exercice.

La démonstration proposée pour les réacteurs dans le cadre des ECS se montre d'abord incomplète dans l'examen des agressions externes spécifiées par le cahier des charges et des scénarios correspondants. Bien que l'IRSN apporte un certain nombre d'ajouts à la démonstration proposée par EDF, des manques demeurent. Par exemple :

- les hypothèses retenues par EDF en termes d'aléa sismique relèvent d'une majoration systématique par rapport aux séismes actuellement pris en compte pour la démonstration de sûreté. Cette majoration ne présente pas la certitude d'être enveloppe dans tous les cas compte tenu de l'état des connaissances et de la nécessité de prendre en compte l'incertitude des méthodes de calcul de l'aléa, la diversité des avis d'experts ou encore la possibilité de séismes liés à des failles réputées sans activité du point de vue historique voire paléosismique ;

- vis-à-vis du risque d'inondation, les phénomènes aggravants tels que le naufrage d'un pétrolier pour les sites marins, dont l'effet cumulé avec le risque d'inondation est évoqué dans l'état actuel de l'analyse de sûreté, ne sont pas pris en compte dans la réévaluation des marges pour des niveaux d'inondation supérieurs au dimensionnement ;
- les hypothèses retenues vis-à-vis de phénomènes extrêmes de pluie, de grêle, de vent fort ou de foudre ne semblent pas suffisamment majorantes par rapport aux données météorologiques disponibles au niveau national, même si cette appréciation doit être affinée au cas par cas en fonction de données locales ;
- concernant les autres risques liés aux conditions météorologiques extrêmes, les effets de grand froid et de phénomène caniculaire ne sont pas pris en compte. Par ailleurs, hormis le croisement du risque d'inondation avec celui de séisme, les effets croisés potentiels d'événements météorologiques extrêmes conjugués ne sont pas discutés. Le retour d'expérience de l'incident du Blayais en décembre 1999 montre pourtant qu'un même phénomène, en l'occurrence une tempête, peut provoquer à la fois une inondation de niveau très important et des effets directs et indirects liés aux vents violents ;
- la prise en compte des agressions possibles par les installations industrielles ou les infrastructures de transports des environs reste cantonnée aux scénarios d'accident considérés sur ces installations ou infrastructures dans une démarche probabiliste, généralement minorants par rapport aux scénarios d'accident envisageables dans une approche déterministe compte tenu de leurs caractéristiques. Par ailleurs, les situations d'accident grave sur ces installations ou infrastructures peuvent survenir dans d'autres circonstances que celles d'une agression naturelle par un séisme ou une inondation : c'est pourquoi ces accidents ne devraient pas seulement être considérés dans la démarche ECS comme des agressions secondaires consécutives à une catastrophe naturelle mais aussi comme des causes premières possibles d'agression des centrales nucléaires ;
- dans une approche systémique, le risque d'agression des centrales par la catégorie particulière d'installations industrielles que constituent les autres installations nucléaires proches, comme c'est par exemple le cas au Tricastin ou à Flamanville, et par la catégorie particulière de transports dangereux que constituent les arrivées et départs de combustible à la centrale devraient être pris en compte dans la démonstration de sûreté.

De nombreuses lacunes apparaissent également dans la démonstration des marges de robustesse aux aléas et des effets falaise associés. Compte tenu des choix méthodologiques d'EDF, de certains raccourcis de son analyse et des problèmes mis en évidence par l'IRSN, les bases sont posées mais une démonstration conforme au cahier des charges des ECS reste largement à faire :

- de nombreux points de la démonstration d'EDF ne s'appuient ni sur des études détaillées passées ni sur des études spécifiquement menées dans le délai des ECS mais sur un simple jugement d'ingénieur, qu'on n'imagine pas contredire le jugement sur la robustesse des installations qu'ils ont porté jusqu'à présent. Ces points devraient faire l'objet d'une vérification systématique et, lorsque des avis divergents apparaissent, d'études complémentaires ;
- la méthode déployée par EDF pour la réévaluation de la tenue au séisme, contrairement aux prescriptions méthodologiques de l'ASN, ne permet pas de « tester » progressivement la tenue des installations à un niveau croissant de charge sismique pour mesurer le point de défaillance. Au contraire, EDF généralise des analyses de robustesse déterministe (Seismic Margin Assessment) et probabiliste (EPS séisme) menées sur un nombre très restreint de tranches pour évaluer une marge supplémentaire des installations, définie comme leur capacité sismique au-delà de leur niveau de dimensionnement. Cette généralisation n'apparaît pas fondée, et les rapports ECS d'EDF, tout en suggérant l'existence de marges, n'apportent donc pas la caractérisation du niveau estimé de robustesse des différents réacteurs au séisme ;
- comme pour le séisme, la méthode retenue par EDF pour la réévaluation de la tenue à l'inondation n'est pas conforme aux prescriptions méthodologiques de l'ASN. Elle consiste à démontrer des marges suffisantes pour des scénarios « au-delà du dimensionnement » tout en sortant d'une démarche strictement déterministe pour discuter leur degré de vraisemblance. Au final, les rapports

ECS d'EDF n'apportent pas la caractérisation du niveau estimé de robustesse des différents réacteurs à l'inondation ;

- de plus, EDF concentre son évaluation sur la robustesse des équipements et des dispositifs qui entrent directement en jeu dans le maintien des fonctions de sûreté, sans mener à ce stade une évaluation complète de la robustesse des nombreux matériels et équipements intervenant comme maillons dans la chaîne du fonctionnement des éléments clés, alors que c'est le niveau de robustesse des maillons les plus faibles qui détermine la robustesse d'ensemble. Or, comme le montre l'IRSN, il n'y a d'une manière générale pas d'exigences de tenue au séisme ou à l'inondation sur de nombreux matériels et instrumentations intervenant dans la gestion d'accident grave ;
- l'évaluation de la robustesse de l'installation au-delà du dimensionnement met justement en évidence l'influence, dans les premiers effets falaise, de la défaillance d'équipements de classement inférieur au séisme ou à l'inondation n'engageant pas directement les fonctions de sûreté. Toutefois la perte des fonctions correspondantes semble de nature à contrarier la bonne gestion des dispositifs nécessaires au maintien de la sûreté dans des conditions dégradées. L'ECS conclut à la nécessité de renforcer la robustesse de certains éléments en soi, comme les locaux de crise ou les moyens mobiles de sûreté, mais n'engage pas la réflexion qui semble nécessaire sur le rôle potentiel de la défaillance de systèmes de moindre niveau de sûreté sur les systèmes de niveau supérieur⁹⁷ ni sur la défaillance potentielle de certains systèmes auxiliaires (comme les filtres à sable ou les réservoirs de fioul).

La méthode systémique développée dans le cadre de la démarche ECS consiste à identifier dans une logique déterministe, à partir d'événements initiateurs postulés et d'une analyse des effets falaise vis-à-vis des fonctions de sûreté et des phénomènes redoutés, les différents scénarios d'accident possibles. Cette approche est pertinente pour évaluer les risques et imaginer les parades éventuelles. Toutefois, les scénarios envisagés par EDF, et même les compléments importants apportés par l'IRSN restent trop limités, et globalement trop optimistes, par rapport à la typologie des scénarios possibles :

- d'une manière générale, l'analyse de la robustesse des situations les plus dégradées de perte d'alimentation électrique et de refroidissement ne fait pas suffisamment apparaître la dimension temporelle et la cinétique des séquences accidentelles, qui a pourtant joué un rôle déterminant dans le cas de Fukushima ;
- une très forte limitation des démonstrations d'EDF vient de l'absence de toute prise en compte de phénomènes aggravants internes aux installations. Les situations envisagées sont pourtant de nature à provoquer des incendies, explosions, inondations internes ou chutes de charge dont les conséquences ne sont pas nécessairement maîtrisées dans des conditions dégradées et qui sont donc à leur tour susceptibles d'aggraver les scénarios d'accident. La typologie et l'étude de tels scénarios aggravants doit venir compléter les analyses présentées à ce stade de la démarche ECS ;
- de plus, la démarche des ECS fait l'impasse sur de nombreux scénarios d'accident possibles. Les hypothèses conduisant à des situations dégradées sont concentrées : (i) sur des séismes et inondations au-delà du dimensionnement et leurs conséquences, (ii) sur des situations de perte de source électrique et/ou de refroidissement considérées comme des causes abstraites, c'est-à-dire supposées antérieures à toute autre dégradation des installations. Même complétées d'une analyse croisée de ces deux facteurs développée par l'IRSN, ces hypothèses conduisent à une typologie trop limitative des situations accidentelles qui doit être étendue. Ainsi :
 - a) en postulant la robustesse des principaux ouvrages et structures aux séismes et inondations considérés, EDF écarte toute hypothèse de rupture des circuits ou de perte de systèmes indispensables à la sûreté autres que les sources d'alimentation électrique et d'alimentation en eau froide ;
 - b) l'IRSN introduit le risque d'une brèche sur une piscine de refroidissement du combustible ou sur ses circuits d'alimentation en eau et décrit ainsi les causes de vidange totale ou partielle de piscine comme un facteur crucial d'aggravation des scénarios de dénoyage du combustible ;

⁹⁷ Ce problème concerne par exemple les nombreux systèmes électriques non classés, susceptibles d'engendrer des perturbations et de déclencher intempestivement des alarmes et d'en empêcher d'autres, de dérégler des instruments de contrôle, etc.

- c) en revanche, l'IRSN mentionne sans les étudier des événements pouvant affecter le cœur, tels qu'une rupture du circuit secondaire voire du circuit primaire ou une panne du système d'arrêt d'urgence. Ces événements jugés hors dimensionnement dans le référentiel actuel doivent être étudiés dans le cadre des ECS : d'une part, les rapports ECS n'apportent pas de démonstration permettant d'exclure totalement ce type de facteur aggravant dans les situations considérées, d'autre part ces événements doivent être envisagés comme causes fortuites en complément du cahier des charges des ECS ;
- par ailleurs, EDF recourt également à cette étape à des biais de démonstration, soit par jugement d'ingénieur, soit par des raisonnements de plausibilité altérant la logique déterministe, pour écarter à l'issue de son analyse des situations dégradées la plupart des phénomènes redoutés susceptibles de conduire à des relâchements massifs de radioactivité. Les commentaires de l'IRSN montrent que ceci est beaucoup trop limitatif mais n'apportent pas tous les compléments nécessaires. Ainsi, dans le respect de l'esprit de la démarche ECS, l'étude des scénarios les plus pénalisants reste à conduire :
 - a) EDF n'envisage qu'un rejet maîtrisé et filtré pour dépressurisation volontaire de l'enceinte et ne retient donc aucune situation de rupture non maîtrisée de l'enceinte après fusion du cœur ni aucune situation d'accident grave sur le combustible entreposé dans les piscines. Pourtant, EDF n'apporte pas la démonstration vérifiable étayant cette conclusion très favorable ;
 - b) l'IRSN conclut justement à l'impossibilité d'exclure des scénarios plus pénalisants. Ainsi en cas de fusion du cœur, l'IRSN envisage des scénarios de perte de confinement par rupture de l'enceinte ou par percement du radier, dont son rapport n'étudie toutefois ni le déroulement ni les conséquences ;
 - c) l'IRSN détaille pour les piscines différentes causes possibles de vidange totale ou partielle. Cependant l'IRSN n'étudie qu'une partie des scénarios de vidange partielle et n'explore pas jusqu'au bout leurs conséquences. De plus, la vidange n'est envisagée que comme facteur aggravant d'une situation de perte de refroidissement, alors qu'il conviendrait d'étudier également la possibilité d'un accident en cas de vidange causée par une brèche même lorsque la source froide reste disponible ;
- en complément du point précédent, il faut souligner le degré d'incertitude dans le calcul et la modélisation des phénomènes en jeu dans les scénarios les plus graves, lié à la méconnaissance des processus régissant le comportement du combustible, des équipements et des structures dans les conditions extrêmes que ces accidents supposent⁹⁸. Ainsi, les mécanismes de dégradation du combustible dénoyé en piscine, de réactivité du cœur en cas d'adjonction d'eau non borée, d'accumulation avec risque explosif de vapeur ou d'hydrogène, de tenue de la cuve et de l'enceinte à la pression ou de percement du radier doivent être appréhendés en tenant compte de cette incertitude et ne peuvent être écartés qu'en justifiant d'une marge suffisamment importante.

Enfin, la démonstration apportée sur la gestion des situations graves, bien qu'également abordée de façon pertinente par une approche de type systémique, n'offre à son tour pas la complétude nécessaire. Outre qu'elle s'inscrit logiquement dans les limites des seules situations accidentelles et conséquences retenues par EDF et l'IRSN, l'analyse proposée présente même dans ce cadre restreint des faiblesses évidentes, par exemple :

- du point de vue des moyens humains à mobiliser, la disponibilité d'équipes efficaces est évaluée sous l'angle notamment des matériels nécessaires au travail de ces équipes, des effectifs mobilisables et des compétences techniques et de l'entraînement des personnels impliqués. Toutefois, la dimension psychologique, essentielle dans l'efficacité de ces moyens humains dans les conditions de stress que supposent leur intervention, est pratiquement absente de l'évaluation ;
- du point de vue des conditions d'intervention, les difficultés que peuvent engendrer les situations accidentelles envisagées ne sont pas suffisamment prises en compte. Ces difficultés peuvent être liées à la fois aux événements initiateurs des accidents tels que le séisme ou l'inondation ou aux conséquences des situations accidentelles tels que des dégradations, des incendies, des menaces d'explosion ou de chute de charges, et bien sûr des contaminations radioactives. Elles peuvent avoir des effets très divers tels que la mise hors service de moyens des équipes de secours, la perte

⁹⁸ Pour un état des lieux des questions restant ouvertes et des programmes de recherche consacrés à la question des accidents graves, voir : IRSN et CEA 2007.

d'information liée à la défaillance d'instruments de mesure, des restrictions d'accès à certaines zones, des difficultés de progression sur le site ou encore d'acheminement de moyens vers le site. Ces effets peuvent de plus se cumuler. La typologie et l'étude de ces différents facteurs doit être renforcée dans la suite de la démarche des ECS ;

- l'analyse des moyens de gestion de crise pêche pour finir dans la prise en compte des moyens de secours externes à l'exploitant. Ce point renvoie plus largement à une restriction intrinsèque du processus, qui confie à l'exploitant la responsabilité de l'évaluation de sûreté, allant dans le cadre des ECS jusqu'aux conditions de gestion d'une situation d'accident. Il ne revient bien sûr pas à EDF de mener une évaluation des besoins de moyens de secours et de sécurité apportés par la puissance publique, ni de s'assurer de leur disponibilité et de leur efficacité dans les conditions d'accident considérées. Cette question n'est donc pas réellement abordée dans les rapports ECS. Il conviendrait pourtant, dans le cadre de l'analyse menée par EDF, de préciser a minima le rôle attendu de ces moyens publics et les conditions envisagées pour leur intervention en interaction avec les moyens propres d'EDF, existants ou à créer avec le projet de FARN.

IV. Compléments nécessaires à la démarche ECS d'EDF

Au-delà des faiblesses pointées dans la démonstration proposée dans le cadre des rapports ECS, la démarche montre des lacunes plus profondes. L'ambition réelle de la révision engagée par les ECS souffre clairement de limites conceptuelles et méthodologiques. D'une part, certains aspects d'une réévaluation globale sont laissés hors champ du cahier des charges : il s'agit par exemple de l'interaction entre la sûreté, liée aux agressions accidentelles, et la sécurité, liée aux actes de malveillance, ou encore de la réévaluation des conséquences hors site des situations envisagées par les ECS. D'autre part, le poids des schémas de pensée et des outils d'évaluation de la sûreté antérieurs à Fukushima conditionne la démarche même de révision de la sûreté. Ainsi certains aspects essentiels de l'évaluation du risque restent omis, ou insuffisamment développés. Il s'agit par exemple d'une réflexion à mener sur le potentiel de danger introduit dans les centrales, de la prise en compte de l'état réel de vieillissement des centrales, ou de l'analyse lucide des faiblesses de conception. On développe ici quelques éléments d'analyse illustrant ces différents problèmes.

La démarche d'évaluation complémentaire de la sûreté menée sur les réacteurs d'EDF s'inscrit dans une logique de recherche de robustesse vis-à-vis d'événements extérieurs. C'est en effet de l'extérieur qu'est venue l'agression naturelle sous forme d'un séisme puis d'un tsunami qui a conduit à la catastrophe de Fukushima. Dès lors, la préoccupation développée dans les ECS est d'une part de renforcer les protections sismiques ou volumétriques des centrales pour réduire les dommages provoqués par ces agressions externes, et d'autre part de renforcer les dispositifs de sauvegarde et de secours permettant de minimiser les conséquences éventuelles de dommages causés par ces agressions. Pourtant, les possibilités offertes pour améliorer la sûreté ne se résument pas à ces deux priorités. Le déploiement d'une logique plus globale de prévention conduit à se pencher sur toutes les options offertes pour réduire les risques à toutes les étapes. En particulier, la démarche ECS ignore la possibilité de traiter à la source certains facteurs de risque et de réduire le potentiel de danger mis en jeu dans le fonctionnement des réacteurs. On illustre ici cette approche sur deux points critiques : le rôle joué par l'alliage au zirconium utilisé pour le gainage des combustibles dans la cinétique des accidents, et le rôle joué par le plutonium utilisé dans le combustible MOX dans la sûreté.

Un autre aspect générique important qui n'est pas suffisamment pris en compte dans la démarche très homogène pour tous les sites d'EDF concerne l'état actuel des réacteurs. Ce point recouvre au moins deux aspects développés dans la suite. Le premier porte sur le degré de conformité de chaque réacteur à son état de référence, et l'impact que peut avoir dans ce domaine le vieillissement propre à chaque installation. Le second concerne les différences de robustesse introduites par les choix de conception et de dimensionnement des réacteurs : il s'agit à la fois de montrer (i) que les changements introduits d'un palier à l'autre, par exemple sur les enceintes, ont une influence sur la résistance des réacteurs dans certaines circonstances, et (ii) que les priorités données à certains risques ou à certaines parties de l'installation en matière de sûreté, par exemple les réacteurs par rapport aux piscines, a également des conséquences.

Ce dernier point est complété d'une analyse des évaluations des conséquences d'accident grave sur une piscine d'entreposage du combustible. Dans la continuité de ces évaluations, on présente également dans la dernière partie de ce chapitre une réflexion sur les conséquences de la révision des scénarios d'accident en termes de planification de la gestion de cet accident hors site et de la gestion post-accidentelle. Enfin, la dernière section propose une analyse succincte des enjeux de sécurité et de leur interaction avec la sûreté.

1. Accroître la sûreté par la prévention, l'exemple du zircaloy

(Arjun Makhijani)

Dans ce chapitre nous présentons un exemple critique de la façon dont la sûreté pourrait être améliorée en empêchant ou en réduisant considérablement l'impact des principaux facteurs déclencheurs d'accidents. Tout particulièrement, un élément clé des accidents graves des réacteurs à eau légère consiste, lors d'un accident de perte de refroidissement, en la défaillance des crayons de combustibles dû au gonflement, suivie par une réaction exothermique vigoureuse de production d'hydrogène en présence de vapeur. Ce type de défaillance a joué un rôle critique dans l'accident de Three Mile Island aux Etats-Unis en 1979 et dans celui de Fukushima Dai-ichi au Japon en 2011.

Rôle du zirconium dans les accidents majeurs

Le zircaloy, est un alliage composé principalement de zirconium. Il est utilisé dans la fabrication de la gaine du crayon de combustible qui contient le combustible nucléaire des réacteurs à eau légère⁹⁹. Le combustible est composé de dioxyde d'uranium ou d'un mélange de dioxyde d'uranium et de plutonium (dénommé combustible à oxydes mixtes ou abrégé MOX). Le zirconium est responsable de la réaction chimique productrice d'hydrogène, comme matériau de gainage du combustible. Le choix du zirconium comme matériau de gainage vient à beaucoup d'égards de ses excellentes propriétés. Parmi celles-ci on peut citer sa faible absorption neutronique, son bon transfert de chaleur et d'autres propriétés mécaniques nécessaires à la bonne tenue d'un matériau utilisé pour la fabrication de tubes de plusieurs mètres de long.

Dans ses ECS EDF reconnaît l'importance du problème posé par la production d'hydrogène. Par exemple, dans l'ECS de Gravelines, il atteste¹⁰⁰ :

Après l'entrée en accident grave, le cœur s'échauffe suite à son dénoyage sous l'effet de la puissance résiduelle mais aussi sous l'effet de la chaleur dégagée par la réaction d'oxydation des gaines en zirconium par la vapeur d'eau présente dans le cœur (cf. Équation 1). C'est le premier effet falaise rencontré en AG. Ce phénomène débute légèrement avant l'entrée en AG. Cette réaction est fortement exothermique. Elle aboutit à la production d'hydrogène. Cet hydrogène, sous certaines conditions de concentration, est susceptible de s'enflammer ce qui peut conduire à atteindre des pressions importantes dans l'enceinte de confinement.

Essentiellement la même déclaration figure dans les ECS concernant les réacteurs qui font l'objet du présent rapport : les ECS de Civaux et les ECS de Flamanville¹⁰¹. La réaction de la vapeur avec le zirconium est probablement l'effet falaise le plus important conduisant à des accidents graves dans les réacteurs à eau légère. Comme indiqué par EDF dans la citation ci-dessus, « C'est le premier effet falaise rencontré en AG [accident grave]. » Et les propriétés du matériau utilisé pour fabriquer les crayons de combustible, le zirconium, sont au centre de l'effet falaise.

Comme on le sait, lors de l'accident de Three Mile Island (TMI) la fusion partielle du cœur du réacteur a abouti à la production d'hydrogène et à une combustion d'hydrogène ou une explosion d'hydrogène. La commission présidentielle qui a enquêté sur l'accident (dénommée la « Kemeny Commission »¹⁰²) estime qu'entre 450 kg et 590 kg d'hydrogène ont été produits par la réaction vapeur-zirconium et que la combustion et / ou l'explosion a fait augmenter la pression dans l'enceinte de confinement secondaire de

⁹⁹ Une grande variété d'alliages au zirconium sont produits sous la dénomination commune de zircaloy. Ceux utilisés pour fabriquer des crayons de combustible ont tous une teneur en zirconium supérieure à 95 pour cent. Les métaux composant l'alliage sont l'étain et / ou le niobium. Il est à noter qu'en France, le niobium a été progressivement introduit ces dernières années avec l'utilisation d'un alliage M5 destiné à atteindre des taux de combustion plus élevés, mais dont le déploiement est contrarié par des défauts d'étanchéité récurrents sur les gaines. Selon l'ASN, fin 2010 des gaines en alliage M5 étaient utilisées dans les quatre réacteurs N4, dans les assemblages MOX d'une partie des réacteurs 900 MWe et dans trois réacteurs 1 300 MWe. Les problèmes apparus dès les premiers essais du M5 semblaient avoir été résolus mais « des défauts d'étanchéité ont à nouveau été détectés en 2009 et en 2010 dans certains réacteurs contenant des assemblages avec des gaines en matériau M5 ». Aussi, « l'ASN a demandé à EDF de ne pas poursuivre le déploiement des assemblages avec des gaines en alliage M5 sur le parc ». (ASN 2011-03, Chapitre 12, p. 331)

¹⁰⁰ Gravelines ECS 2011, p. 224 de la version pdf. La réaction est $\text{Zr} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{ZrO}_2 + 2\text{H}_2 + 6.5 \text{ MJ/kg}$.

¹⁰¹ Civaux ECS 2011, p. 210 de la version pdf; Flamanville ECS 2011, p. 214 de la version pdf

¹⁰² Kemeny Commission 1979, p. 30

presque 2 kg/cm². Contrairement à Fukushima, la combustion et/ou explosion à TMI n'a pas ouvert de brèche dans l'enceinte de confinement. Le réacteur 2 de TMI dont une partie du cœur a fusionné en 1979 est un réacteur à eau pressurisée, comme le sont les 58 réacteurs nucléaires français en exploitation¹⁰³. L'accident de Fukushima a, en outre, démontré le rôle central du problème de la production d'hydrogène à la lumière des accidents de réacteur à eau avec pour conséquence possible la destruction d'équipements et des rejets importants de radioactivité.

Quelques semaines après l'accident, Mathias Braun, un consultant d'Areva, a estimé qu'entre 300 et 600 kg d'hydrogène ont été produits lors la fusion du cœur de l'Unité 1 et entre 300 et 1 000 kg dans les unités 2 et 3¹⁰⁴. Dans ce contexte, il convient de souligner que les réacteurs de Fukushima qui ont souffert des explosions d'hydrogène étaient des réacteurs à eau bouillante de conception plus ancienne¹⁰⁵ avec des enceintes de confinement secondaires moins robustes que l'enceinte de confinement des REP's typiques.

EDF a abordé la question des moyens de réduction du risque de dénoyage des crayons de combustible et par conséquent de la production d'hydrogène. Il a aussi décrit le rôle des Recombineurs Autocatalytique Passifs pour réduire la concentration d'hydrogène, une fois produit en cuve¹⁰⁶ :

Vis-à-vis du risque de perte du confinement par combustion d'hydrogène, en complément de l'installation des recombineurs, des restrictions sont adoptées concernant d'une part la remise en service d'un appoint au primaire après l'entrée en AG, afin d'éviter une surproduction importante d'hydrogène en cuve, et d'autre part la remise en service de l'aspersion de l'enceinte, afin d'éviter de rendre inflammable l'atmosphère de l'enceinte qui a pu être inertée par la vapeur. Ces restrictions sont limitées dans le temps, l'action de recombinaison de l'hydrogène dans l'enceinte par les Recombineurs Autocatalytiques Passifs (RAP) permettant de réduire la concentration d'hydrogène.

Cependant, il n'a pas abordé comment la production d'hydrogène peut être drastiquement réduite voire quasiment éliminée par une substitution du matériau de gainage comme étant un problème fondamental dans la sécurité de son parc de réacteurs.

Alternatives au zirconium

La vulnérabilité à la production d'hydrogène en présence d'eau ou de vapeur est bien connue depuis longtemps et ceci bien avant l'accident de Three Mile Island survenu en 1979. Notamment Earl Gulbransen, une des autorités américaines les plus éminentes sur les propriétés des métaux et alliages dans les réacteurs de puissance, a exprimé sa préoccupation en 1975. Vu l'importance de ce problème et le fait que la production d'hydrogène à Fukushima a été à l'origine des explosions il est utile de reproduire ici une grande partie de sa préoccupation¹⁰⁷ :

Le recours à des alliages de zirconium comme matériau de gainage pour les pastilles de combustible d'oxyde d'uranium est un concept très dangereux puisque le zirconium est un des métaux chimiquement le plus réactif. Pour un réacteur sûr le matériau de gainage devrait être relativement inerte à l'eau, les impuretés de l'eau et la structure porteuse dans toutes les conditions de réaction possibles pouvant survenir dans un réacteur nucléaire. (...)

À des températures supérieures à 1 100 °Celsius, le zirconium réagit rapidement avec la vapeur avec une production importante de chaleur et la formation d'hydrogène libre, avec la plupart des métaux pour former des composés intermétalliques et avec d'autres oxydes métalliques pour former son propre oxyde. Une fois le zirconium porté à 1 100 °Celsius, ce qui pourrait survenir lors la perte du caloporteur, il est difficile de prévenir une réaction ultérieure, telle que la défaillance des tubes et du réacteur. Il est difficile de définir les conditions des réactions en cas de perte du refroidissement d'autant plus que de bonnes mesures cinétiques de la réaction entre le zirconium et la vapeur à 1 100 °Celsius et plus n'existent pas.

¹⁰³ Il existe quelques différences entre les réacteurs à eau pressurisée de conception Babcock & Wilcox et la conception française de Framatome

¹⁰⁴ Braun 2011, p. 18

¹⁰⁵ « Mark I BWR »

¹⁰⁶ Gravelines ECS 2011, p. 233 de la version pdf

¹⁰⁷ Gulbransen 1975. Traduction par nos soins.

Un bon nombre des difficultés récentes rencontrées dans le fonctionnement de nos centrales nucléaires existantes sont attribuables à des problèmes de matériaux dans le réacteur, le générateur de vapeur, et la turbine. Il semble qu'il n'existe aucun moyen de surmonter les problèmes de matériaux inhérents aux alliages de zirconium et de la conception actuelle du réacteur.

À l'époque, la recommandation implicite de Gulbransen de développer d'autres matériaux en vue de résoudre le problème de la production d'hydrogène a été reçue avec scepticisme¹⁰⁸ ; pourtant l'expérience de l'accident de Three Mile Island et plus encore celui de Fukushima lui ont donné raison. Ces accidents ont démontré qu'un matériau de substitution qui limiterait considérablement voire pratiquement éliminerait le problème de l'oxydation par la vapeur de la gaine des crayons de combustible améliorerait considérablement et fondamentalement la sécurité. Cette amélioration serait réalisée indépendamment de la cause de perte de refroidissement.

Les États-Unis ont explorés deux alternatives: l'acier inoxydable et de carbure de silicium. Au départ, les aspects économiques entre l'utilisation du zircaloy et de l'acier inoxydable ont été comparés. Cette comparaison, dans les années cinquante, a favorisé le zircaloy¹⁰⁹. Cependant les crayons de combustible en acier inoxydable ont été utilisés dans cinq réacteurs civils américains: Haddam Neck (dénommé Connecticut Yankee), Indian Point 1, San Onofre 1, Yankee Rowe et LaCrosse. Ces cinq réacteurs sont maintenant fermés (pour d'autres raisons). Un examen comparatif du gainage de l'acier inoxydable et du zircaloy a été fait en 1980 suite à plusieurs défaillances d'éléments combustibles qui se sont produites à Haddam Neck. Cette analyse a indiqué que le zircaloy présentait une meilleure performance sous contrainte thermique que l'acier inoxydable¹¹⁰. Toutefois, l'examen n'a pas examiné la question de la génération production d'hydrogène. Une comparaison de la vitesse d'oxydation d'un acier inoxydable spécifique avec celle du zircaloy-4 a indiqué que l'oxydation de l'acier inoxydable progresse plus lentement que celle du zircaloy-4. Ainsi, l'utilisation d'un gainage en acier inoxydable réduirait mais n'éliminerait pas le problème de la production d'hydrogène, en fonction de l'épaisseur relative des deux matériaux.

Le carbure de silicium pourrait s'avérer être un matériau plus prometteur pour limiter la production d'hydrogène. Les recherches à l'Institut de Technologie du Massachusetts indiquent que les structures composites de carbure de silicium peuvent posséder des propriétés satisfaisantes à de nombreux égards. Par exemple, des données préliminaires, basées sur des expériences très limitées, indiquent que la perte de masse due aux réactions d'oxydation dans l'eau à une température de 600 K (approximativement la limite supérieure de la température de l'eau dans un REP) est cent fois plus lente que pour le zircaloy. Le carbure de silicium se caractérise également par une faible absorption neutronique, une qualité souhaitable pour une utilisation comme matériau de gainage du combustible. Par contre, lorsque la structure est endommagée par les radiations, sa conductivité thermique en est nettement diminuée¹¹¹.

Afin de surmonter certaines déficiences comme la perte de conductivité thermique due à l'irradiation, découverte dans le carbure de silicium, des structures physiques de substitution en carbure de silicium ainsi que des matériaux composites sont en cours d'étude. Un matériau de gainage qui ne gonfle pas et ne restreint pas l'écoulement du caloporteur est également très souhaitable parce qu'il permettrait un meilleur maintien de la fonction de refroidissement¹¹² que le zircaloy qui gonfle aux environs de 1 100 K.

Depuis 2001 des recherches poussées ont abouti à une nouvelle phase dans laquelle un certain type de carbure de silicium est testé dans des réacteurs de recherche et évalué à l'aide de codes informatiques. Le gainage de combustible est dénommé « triplex ceramic cladding » ; il est composé de trois couches de carbure de silicium dont les propriétés physiques diffèrent mais conçues pour atteindre ensemble les propriétés thermiques et mécaniques recherchées. L'attrait de ce gainage consiste, en partie, du fait qu'une nouvelle spécification des pastilles de combustible pourrait (en principe) considérablement augmenter le taux de combustion du combustible. La compagnie française Saint-Gobain, un des principaux fabricants de carbure de silicium, participe dans le processus de développement dont l'objectif est de s'attaquer aux

¹⁰⁸ Palladino 1976

¹⁰⁹ Benedict 1958

¹¹⁰ La majorité des défaillances des éléments de combustibles (36 sur 48) se sont produites dans un lot de combustible. (Rivera et Meyer 1980, p. 3 et p. 84)

¹¹¹ Carpenter et al. 2007, Section C. Pour la vitesse d'oxydation dans l'eau voir, p. 24.

¹¹² Kuan, Hanson, and Odar 1991, p. 3

problèmes de fabrication et de coûts. L'objectif est de commencer à tester les éléments de combustible de carbure de silicium dans les réacteurs à eau légère en 2019-2020¹¹³.

Il reste encore beaucoup à apprendre au sujet du carbure de silicium comme matériau de gainage. Jusqu'à présent il ne semble pas que l'accident de Fukushima ait fait naître un sentiment d'urgence plus pressant dans le domaine de la recherche et du développement afin de déterminer si un gainage de carbure de silicium pourrait réduire de manière efficace les risques d'accidents nucléaires graves. Les documents des ECS d'EDF pour le parc de réacteurs français n'ont pas non plus soulevé cette question.

Après l'accident de TMI, l'effort déployé pour minimiser les conséquences d'un accident de perte de refroidissement était une des raisons pour rechercher une alternative au zircaloy. Par exemple, la possibilité que le gainage de carbure de silicium pourrait ne pas gonfler et ne pas bloquer la circulation du caloporteur sous certaines conditions d'accident été constaté¹¹⁴. Cependant une grande partie de l'attention s'est portée sur l'amélioration de la performance avec, par exemple, une augmentation du taux de combustion¹¹⁵. Des recherches sur le carbure de silicium comme matériau de gainage ont également été menées, notamment en France, pour les réacteurs de Génération IV dont les réacteurs à neutrons rapides¹¹⁶.

Recommandation

Il serait souhaitable qu'EDF, Areva et les autorités de sûreté françaises étudient les concepts de gainage en carbure de silicium du point de vue d'une grande réduction, voire l'élimination de la production d'hydrogène et de fixer des objectifs pour cet aspect de la performance dans les essais et la certification de tout nouveau gainage. Nous recommandons que cet objectif fasse partie des révisions des documents d'ECS pour les réacteurs français.

2. Réduire le potentiel de danger, l'exemple du combustible MOX

(Arjun Makhijani et Yves Marignac)

La démarche de sûreté nucléaire repose traditionnellement sur des principes de limitation probabiliste du champ des situations envisagées et de défense en profondeur par des barrières et des dispositifs de sauvegarde puis de secours, visant à empêcher que la puissance radioactive concentrée au cœur de l'installation ne « s'exprime » à l'extérieur. Elle perd ce faisant de vue le facteur de risque premier que constitue justement le potentiel de danger ainsi concentré. L'accident de Fukushima a démontré qu'une sous-évaluation des conditions pouvant conduire ce potentiel à s'exprimer remettait en cause l'ensemble de la défense en profondeur : à partir d'une situation non prévue, chacune des lignes a cédé pour aboutir à la catastrophe que l'on sait.

Ce constat appelle à réintroduire à la base de la démarche de sûreté des centrales une réflexion sur le potentiel de danger lui-même. En effet, les choix techniques de conception et d'exploitation conditionnent ce potentiel, comme : (i) la puissance du cœur, qui détermine la masse de matière nucléaire introduite dans le réacteur, (ii) la forme physico-chimique du combustible utilisé, métal ou oxyde par exemple, qui influence son comportement dans certaines conditions accidentelles, et (iii) la nature des matières utilisées et leur niveau de concentration (enrichissement de l'uranium, taux de plutonium...), qui joue sur leur réactivité ou leur puissance thermique.

Si les deux premiers facteurs sont figés à la conception et n'ont donc pas à être discutés dans la réévaluation de la sûreté du parc existant d'EDF, le troisième mérite en revanche d'être examiné. Pourtant, dans l'ensemble de l'analyse des séquences accidentelles proposée par les rapports ECS, aucune

¹¹³ Yueh et al. 2010

¹¹⁴ Yueh et al. 2010 ont souligné: « Dans les conditions de l'accident de TMI-2, un tel matériau de gainage n'aurait pas gonflé et bloqué le flux, peu de chaleur aurait été générée par la réaction exothermique de la gaine, le combustible n'aurait pas fondu et ne se serait pas dispersé, et il aurait pu être possible de remplacer le cœur et de remettre le réacteur en service ... »

¹¹⁵ Yueh et al. 2010.

¹¹⁶ Académie des Sciences 2011, Annex 15, et David 2007

considération n'est donnée à la nature du combustible en jeu et à son degré d'enrichissement, qui constituent pourtant un facteur essentiel dans la cinétique des premières étapes de telles séquences. En conséquence, ce paramètre n'est pas intégré dans la réflexion sur les dispositions possibles pour réduire le risque.

Un manquement porteur de conséquences dans ce domaine concerne l'absence de toute discussion, dans les rapports d'EDF comme dans celui de l'IRSN, sur les aspects de sûreté liés à l'utilisation du combustible MOX. Ce combustible fabriqué à base de plutonium issu du retraitement et d'uranium appauvri est actuellement utilisé, en substitution jusqu'à 30 % du cœur de combustible à l'uranium enrichi, dans 21 réacteurs d'EDF sur 28 techniquement aptes et 22 autorisés à l'emploi du MOX¹¹⁷. Cette aptitude technique et réglementaire constitue bien une option : il est tout à fait possible de faire fonctionner ces réacteurs, comme le reste du parc d'EDF, avec 100 % de combustible UOX à l'uranium enrichi, pour un niveau de performance au moins équivalent¹¹⁸.

Caractéristiques du combustible MOX et sûreté

Les rapports d'EDF pour les centrales correspondantes font mention de l'utilisation de MOX dans l'inventaire des caractéristiques des installations mais n'abordent plus cette question dans toute la suite de la démonstration. Pourtant, les caractéristiques intrinsèques du combustible MOX et son comportement dans les conditions extrêmes diffèrent sensiblement de celles du combustible UOX et font de son introduction dans les réacteurs un facteur aggravant vis-à-vis du risque accidentel¹¹⁹ :

- le combustible MOX introduit, par son inventaire radiologique à l'état neuf comme irradié, un facteur pénalisant dans l'ensemble de la protection radiologique. Sa présence est susceptible d'alourdir les conséquences d'un accident grave conduisant à un relâchement significatif, du point de vue de la radioactivité totale comme de la radiotoxicité :
 - a) à la fabrication, le combustible MOX neuf utilisé dans les réacteurs d'EDF contient de 7,01 à 8,65 % de plutonium. Il présente une radioactivité initiale fortement supérieure à celle du combustible UOX, et sa radiotoxicité est très supérieure du fait de la présence du plutonium ;
 - b) le combustible MOX irradié contient encore environ 3 à 5 % de plutonium, soit trois à cinq fois plus que le combustible UOX irradié où 1 % environ de plutonium s'est formé. Après quelques années de refroidissement, le MOX irradié présente une radioactivité environ trois ou plus élevée que celle du combustible UOX irradié ;
- le combustible MOX présente du point de vue de ses propriétés physico-chimiques des différences qui sont autant de facteurs aggravant vis-à-vis de phénomènes redoutés et d'effets faibles envisagés dans les scénarios accidentels :
 - a) le MOX se caractérise également par un relâchement accru de gaz de fission, qui accroît la pression à l'intérieur des gaines et leur risque de rupture et peut accélérer ce processus dans les conditions dégradées d'un accident ;
 - b) le dégagement thermique résiduel du MOX irradié est environ quatre à cinq fois supérieur à celui du combustible UOX irradié, ce qui est un facteur aggravant vis-à-vis des besoins de refroidissement et de la cinétique des scénarios d'échauffement et de fusion du combustible, dans le cœur comme en piscine ;

¹¹⁷ Les réacteurs techniquement aptes sont les 28 tranches 900 MWe des paliers CP1 et CP2. Les 22 réacteurs autorisés depuis leur création ou via une révision postérieure à utiliser jusqu'à 30 % de combustible MOX sont : Blayais 1 et 2, Chinon-B 1 à 4, Dampierre 1 à 4, Gravelines 1 à 6, Saint-Laurent-B 1 et 2, et Tricastin 1 à 4. Parmi eux, Gravelines 5 est le seul réacteur autorisé mais non chargé en MOX. Des demandes d'autorisation sont par ailleurs en cours d'examen pour les tranches 3 et 4 du Blayais.

¹¹⁸ De nombreux facteurs limitants du point de vue de la sûreté et de la radioprotection rendent plus difficile d'atteindre le même niveau de performance – mesuré par le taux de combustion, c'est-à-dire la quantité d'énergie tirée par masse de combustible dans le réacteur – avec le combustible MOX qu'avec le combustible UOX. EDF, qui visait dès le milieu des années quatre-vingt-dix un objectif dit « parité MOX » d'équivalence de performances entre le MOX et l'UOX dans son parc n'a été en mesure de l'atteindre qu'en 2009-2010 dans ses premiers réacteurs et ne l'a pas encore généralisé à l'ensemble des réacteurs concernés. Les difficultés rencontrées par EDF avaient notamment été analysées dans cette note : *MOX fuel and high burn-ups - Struggling with antagonists aims* (WISE-Paris 2004).

¹¹⁹ Les éléments qui suivent s'appuient notamment sur le « rapport International MOX Assessment » : CNIC et WISE-Paris 1999. Des compléments sont tirés d'un rapport de l'Institut de protection et de sûreté nucléaire (prédécesseur de l'IRSN) : IPSN 2001

- enfin, l'introduction de plutonium, dont les isotopes possèdent des propriétés nucléaires très différentes de celles de l'uranium, introduit des modifications substantielles dans le comportement neutronique du cœur. Sans entrer dans le détail de ces problèmes complexes, on peut souligner notamment les points suivants :
 - a) la présence de plutonium entraîne également une réduction de la fraction de neutrons dits différés, qui rend également plus difficile le contrôle de la réaction ;
 - b) le risque de criticité en cas de détérioration de la géométrie des combustibles et/ou de perte de modérateur est accru en présence de MOX du fait que la masse critique du plutonium, c'est-à-dire la masse nécessaire à une telle réaction dans différentes conditions, est sensiblement plus faible que celle de l'uranium enrichi.

Combustible MOX et scénarios accidentels

La présence de combustible MOX a des conséquences d'autant plus importantes pour la sûreté dès lors qu'on se place dans les scénarios d'accident plus pénalisants que ceux du dimensionnement, comme l'exige la démarche ECS. En particulier, de par la nature même du combustible MOX, la composition des actinides transuraniens contenus dans le combustible utilisé MOX est tout à fait différente de celle du combustible utilisé UOX. À l'exception du neptunium 237, créé à partir de l'uranium 235 du combustible UOX, tous les autres radionucléides transuraniens sont présents dans le combustible utilisé MOX en teneurs beaucoup plus élevées. L'augmentation de ces radionucléides pose un plus grand risque en cas d'accident en termes d'éventuelles conséquences radiologiques si un incendie de combustible utilisé se déclarait. Du fait que les radionucléides transuraniens ne sont pas volatiles l'aggravation des conséquences pourrait être considérablement atténuée. Cependant, dans l'éventualité d'un accident de fusion du combustible utilisé les risques peuvent s'avérer différents et plus graves que ceux concernant le combustible UOX et doivent être évalués.

Ce phénomène est particulièrement important dans les scénarios d'accident mettant en jeu l'entreposage en piscine, discutés en détail dans la suite de ce chapitre. Plus précisément, l'augmentation des isotopes pairs d'éléments transuraniens – les plutonium 238, 240, 242, le curium 242 et le curium 244 se traduit par un taux de fissions spontanées plus élevé dans la piscine quand du combustible utilisé MOX est entreposé plutôt que du combustible utilisé UOX. Par conséquent, la question de la criticité accidentelle est plus délicate tout comme la question d'un approvisionnement adéquat en eau borée pour refroidir la piscine en cas de perte de refroidissement normal et surtout dans le cas d'une perte d'alimentation en électricité normale du système de refroidissement.

Le tableau 1 compare les taux de génération de neutrons à partir de fissions spontanées par tonne de combustible utilisé UOX à ceux du combustible utilisé MOX.

Le combustible utilisé MOX produit plus de dix fois le nombre de neutrons issus de la fission spontanée que le combustible utilisé UOX, les deux isotopes du curium étant les principaux contributeurs. Étant donné que le temps de refroidissement du combustible utilisé MOX est plus long, un dimensionnement typique de la piscine de combustible contiendrait proportionnellement plus de combustible utilisé MOX que les 30 % qui sont dans le cœur du réacteur.

Tableau 1: Neutrons issus de la fission spontanée – comparaison du combustible utilisé UOX avec le combustible utilisé MOX

Grandeur (unité)	Pu 238	Pu 240	Pu 242	Cm 242	Cm 244
Période de décroissance (années)	87,7	6 460	$3,75 \times 10^5$	0,0446	18,1
Constante de désintégration (sec^{-1})	$2,51 \times 10^{-10}$	$3,40 \times 10^{-12}$	$5,87 \times 10^{-14}$	$4,94 \times 10^{-8}$	$1,22 \times 10^{-9}$
Activité spécifique (Bq/g)	$6,41 \times 10^{11}$	$8,62 \times 10^9$	$1,47 \times 10^8$	$1,24 \times 10^{14}$	$3,03 \times 10^{12}$
Taux de fissions spontanée (fraction de désintégration)	$1,85 \times 10^{-9}$	$5,75 \times 10^{-8}$	$5,54 \times 10^{-6}$	$6,37 \times 10^{-8}$	$1,37 \times 10^{-6}$
Composition de combustible utilisé UOX (% en poids)	0,0309	0,269	0,0766	0,00212	0,00705
Masse (g/t)	309	2 690	766	21,2	70,5
Noyaux/gramme (nombre)	$2,53 \times 10^{21}$	$2,51 \times 10^{21}$	$2,49 \times 10^{21}$	$2,49 \times 10^{21}$	$2,47 \times 10^{21}$
Neutrons de FS (neutrons / s par tonne)	$1,09 \times 10^6$	$3,97 \times 10^6$	$1,86 \times 10^6$	$4,97 \times 10^8$	$8,70 \times 10^8$
Composition de combustible utilisé MOX (% en poids)	0,118	1,67	0,562	0,0165	0,0963
Masse (g/t)	1 180	16 700	5 620	165	963
Noyaux/gramme (nombre)	$2,53 \times 10^{21}$	$2,5 \times 10^{21}$	$2,49 \times 10^{21}$	$2,49 \times 10^{21}$	$2,47 \times 10^{21}$
Neutrons de FS (neutrons / s par tonne)	$4,15 \times 10^6$	$2,46 \times 10^7$	$1,36 \times 10^7$	$3,86 \times 10^9$	$1,19 \times 10^{10}$

Sources : LAEA-TECDOC-1535, 2007 Tableaux 18 et 25 et le tableau périodique ICRP DECDATA

Notes : 1. Taux supposé de combustion des combustibles usés UOX et MOX, 50 GW.j/t pour chaque combustible.

2. Enrichissement du UOX 4,25 pourcent. Teneur en plutonium du MOX = 8,46 pourcent

3. Ce tableau est une approximation du programme d'EDF d'utilisation du MOX dans lequel les calendriers de rechargement de l'UOX et du MOX ont été égalisés pour correspondre à un rechargement d'un quart du cœur pour chaque combustible par an.

4. Pour des raisons de simplicité pour tous les isotopes de ce tableau nous avons fait l'hypothèse d'un nombre de neutrons par fission = 3

Recommandations

L'évaluation complémentaire de sûreté menée sur les réacteurs d'EDF ne saurait être complète sans intégrer une évaluation approfondie du facteur de risque que représente le combustible MOX, dont les caractéristiques renforcent les enjeux de sûreté tant du point de vue de la cinétique des accidents que de leurs conséquences éventuelles. Si ces caractéristiques sont considérées par l'ASN comme acceptables dans les démonstrations actuelles de sûreté et dans le référentiel des situations accidentelles sur lesquels le dimensionnement des réacteurs s'appuie, la présence de combustible MOX est de nature à générer des effets falaise qui doivent être pris en compte dans les scénarios d'accident des études ECS. En conséquence, nous formulons pour la suite de la démarche ECS de renforcement de la sûreté des centrales les recommandations suivantes :

- les évaluations complémentaires de sûreté des réacteurs de 900 MWe chargés en combustible MOX doivent être complétées par une évaluation précise de l'influence de la présence de ce combustible sur l'ensemble des phénomènes redoutés dans les scénarios considérés en réacteur et en piscine, et sur la cinétique des accidents qui en découlent. En particulier, l'existence éventuelle d'effets falaises spécifiques à la présence de MOX, ou la contribution du MOX à l'accélération d'effets falaises déjà identifiés devront être bien caractérisées ;
- conformément aux observations du chapitre précédent, cette analyse doit bien sûr porter sur les scénarios déjà étudiés dans le cadre des rapports ECS d'EDF, mais aussi sur les scénarios complémentaires issus d'une part de l'intégration d'hypothèses écartées par EDF dans l'analyse des situations ECS, et d'autre part de la prise en compte des scénarios d'accidents relevant d'autres événements initiateurs et de cinétiques différentes que celles des scénarios ECS. De même, la réflexion sur l'influence du MOX devra être intégrée dans la démarche de rapprochement des enjeux de sûreté et de sécurité ;

- les éléments issus de ces évaluations spécifiques sur le rôle du combustible MOX doivent être intégrés à la réflexion à suivre sur les prescriptions de renforcement de la sûreté des réacteurs. Cette réflexion doit enfin être mise en perspective de la réduction des risques qu'apporterait la réduction de l'inventaire en combustible MOX des centrales.

3. Approche réaliste sur l'état des installations et prise en compte du vieillissement

(Yves Marignac)

L'un des premiers enjeux de la réévaluation de sûreté engagée par les ECS est de fonder toute appréciation du niveau actuel de sûreté et des renforcements à envisager sur une connaissance de l'état réel des installations plutôt que sur un état théorique fixé par les référentiels en vigueur. La question de l'écart entre l'état réel d'une installation et son référentiel est une question récurrente dans la sûreté nucléaire qui se pose indépendamment du retour d'expérience de Fukushima mais qui doit être considérée d'autant plus sérieusement dans ce cadre.

3.1. Limites du processus de vérification de la conformité

Cet enjeu est abordé dans les rapports ECS sous l'angle de la vérification de conformité : ainsi que l'écrit justement l'IRSN, « la maîtrise de la conformité des installations aux exigences de sûreté qui leur sont applicables est une condition *sine qua non* de leur sûreté »¹²⁰. Si la démarche réglementaire de maîtrise de la conformité est bien expliquée et en grande partie vérifiée à travers l'état des lieux proposés par EDF, cette démarche semble cependant insuffisante pour rendre compte de l'état réel des installations. On peut identifier plusieurs facteurs limitants :

- la conformité se définit par rapport à un référentiel de sûreté qui n'évolue que très lentement, essentiellement au rythme décennal des réexamens de sûreté. En conséquence, la faiblesse identifiée de certains dispositifs vis-à-vis d'une évolution prévue des exigences fixées par le référentiel n'est pas répertoriée comme telle tant que le référentiel n'entre pas en vigueur : en d'autres termes, des besoins identifiés de renforcement sont parfois reportés de plusieurs années sans être réglementairement considérés comme des faiblesses ;
- à l'inverse, certains éléments de conformité ne sont vérifiés qu'à l'occasion des réexamens de sûreté. Leur dégradation éventuelle dans l'intervalle de dix années qui sépare deux réexamens, si elle n'est pas identifiée par ailleurs, n'est pas répertoriée et les dispositifs concernés restent réputés conformes à leur dernier état vérifié ;
- dans la démarche continue, renforcée lors des phases de réexamen de sûreté, d'analyse des écarts de conformité, seuls les écarts identifiés et jugés suffisamment significatifs sont répertoriés comme non conformités. Les écarts de moindre importance, liés à une usure de vieillissement par exemple, qui dégradent la robustesse tout en restant dans les marges prévues par le référentiel de sûreté, ne sont pas répertoriés comme tels. Aussi, seuls les écarts de conformité identifiés au début des ECS sont traités comme tels dans la suite, tout le reste étant dès lors supposé dans la démonstration menée par EDF conforme à l'état de référence (au sens où aucune autre hypothèse d'écart n'est introduite) ;
- cette logique s'applique y compris pour des phénomènes d'usure connus et identifiés qui pourraient conduire un jour à un état non conforme, comme par exemple les phénomènes de fragilisation des aciers de la cuve et des circuits ou de fluage et de fissuration du béton des enceintes. Le caractère progressif de ces phénomènes n'est pas ou pas suffisamment pris en compte, et les marges fixées au départ sont supposées conservées tant que le phénomène n'a pas atteint un seuil où on juge ces marges perdues ;
- par ailleurs, le retour d'expérience sur le parc nucléaire français et international démontre que les écarts ne sont pas toujours identifiés très tôt dans les processus de contrôle. Il est donc prudent de

¹²⁰ IRSN 2011 Résumé, p. 4

supposer qu'à tout moment, dans une installation, des non conformités significatives mais non détectées peuvent exister.

3.2. Conformité et vieillissement

La démonstration développée dans le cadre des ECS ne traite pas au-delà de l'examen de conformité les enjeux du vieillissement. Dans son rapport sur les ECS, l'IRSN renvoie d'ailleurs clairement cette question à l'échéance des troisièmes visites décennales (VD3), à peine commencées avec le réexamen achevé des premiers réacteurs du palier 900 MWe¹²¹ :

De plus, les exploitants dont les réacteurs arrivent à VD3 doivent élaborer un dossier d'aptitude à la poursuite d'exploitation (DAPE), destiné à démontrer que l'installation est apte à être exploitée pour une durée de 10 ans supplémentaires dans des conditions de sûreté satisfaisantes. Dans ce cadre, chaque exploitant doit démontrer qu'il a la connaissance des phénomènes de dégradations susceptibles d'affecter les ouvrages et les équipements IPS les plus sensibles, de l'état réel de ces équipements sensibles, et qu'il maîtrise l'ensemble de ces mécanismes de vieillissement à travers des dispositions d'exploitation (maintenance, surveillance, remplacements...), notamment concernant les ouvrages ou équipements non remplaçables (enceinte de confinement et cuve du réacteur).

Aussi, nous considérons que l'évaluation menée dans le cadre des ECS présente une lacune en ignorant deux aspects inhérents au vieillissement des installations : d'une part, l'effet d'une usure accumulée sur la robustesse des équipements et d'autre part, l'incertitude liée à l'existence d'écarts non détectés entre l'état supposé connu et l'état réel des centrales.

Trois exemples récents permettent d'illustrer ce problème. Ils abordent différentes facettes des écarts introduits par les phénomènes d'usure, le vieillissement ou l'évolution des connaissances, comme autant de facteurs d'incertitude que les rapports ECS ne prennent pas explicitement en compte. Ces exemples ne sont que quelques uns parmi de nombreux à prendre en compte et visent à souligner la nécessité d'une intégration plus systématique de cette problématique dans la démarche de réévaluation de la sûreté.

Défaillance générique des groupes diesel

Le premier exemple concerne un incident dit d'anomalie générique déclaré le 16 février 2011 par EDF et classé par l'ASN au niveau 2 pour Tricastin et au niveau 1 pour les autres réacteurs concernés le 17 février¹²². Après qu'un essai périodique effectué par EDF fin 2010 à la centrale du Blayais a mis en évidence la défaillance d'un groupe électrogène, l'analyse a montré que cette panne était due à une dégradation plus rapide que prévue de coussinets mécaniques destinés à limiter l'échauffement du moteur diesel. Ces coussinets équipaient alors 26 groupes électrogènes répartis sur le parc dès lors considérés sujets à la même défaillance.

Cette panne apparemment anodine prend une dimension tout à fait autre après la catastrophe de Fukushima. C'est au Tricastin que le problème s'est avéré le plus sensible : les deux groupes électrogènes des réacteurs 3 et 4 ainsi que le groupe de secours du site étant équipés de ces coussinets, une défaillance commune à l'ensemble des diesels susceptibles de secourir ces réacteurs en situation de PTAEE aurait pu conduire à une perte totale d'alimentation électrique de ces tranches. Pour tous les autres réacteurs concernés dont ceux de Gravelines, au moins un diesel de tranche et/ou de site n'était pas équipé de ces coussinets et donc pas sujet à la même défaillance¹²³.

Comme le signale EDF dans le rapport ECS consacré à Gravelines, les coussinets ont été remplacés à titre préventif par des coussinets neufs dans tous les moteurs diesel concernés et un suivi renforcé des moteurs a été mis en place. Toutefois, la cause profonde de ce défaut n'est pas identifiée et le problème n'est donc pas réglé à la source. Vis-à-vis de la démarche ECS, ce constat pose différents problèmes :

¹²¹ IRSN 2011 Tome 1. p. 54

¹²² ASN 2011-02-17. Les sites concernés sont Tricastin (niveau 2 de l'échelle INES), le Blayais, le Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines, Saint-Laurent (niveau 1).

¹²³ ASN 2011-02-17

- bien que signalé au titre d'une non conformité, le risque de défaillance liée aux coussinets n'est pas évoqué dans la suite du rapport comme facteur aggravant des situations PTAEE ;
- plus largement, cet exemple illustre la possibilité d'une défaillance fortuite, y compris en mode commun à plusieurs équipements, liée à des phénomènes d'usure avant leur détection. Elle montre également la possibilité d'un effet falaise à partir d'un défaut minime, et donc l'importance de garantir la conformité au plus petit niveau de détail de fonctionnement de tous les équipements intervenant dans la sûreté ;
- par ailleurs, la chronologie des signaux d'alerte antérieurs sur le sujet montre une lenteur problématique dans la mise en œuvre d'une action au niveau générique. En effet, une anomalie générique du même type avait déjà été notifiée par l'ASN plus d'un an plus tôt¹²⁴, faisant suite à la défaillance d'un moteur diesel à Chinon en juillet 2008, qui avait déjà conduit au remplacement systématique des coussinets correspondants entre octobre et novembre 2009.

Réévaluation de l'efficacité de l'injection de sécurité

Le deuxième exemple concerne également un incident générique, notifié par l'ASN le 7 février 2011¹²⁵ et commun à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. Le problème ne porte pas cette fois sur une défaillance matérielle mais sur la réévaluation des estimations de performance d'appareils du système d'injection de sécurité (RIS). Trois appareils – un par boucle du circuit primaire – assurent, en cas de rupture du circuit primaire, l'équilibrage des débits d'injection vers les trois boucles. Aucune prescription n'est fixée sur la performance d'équilibrage assurée par ces trois appareils, mais les études de sûreté des réacteurs intègrent en situations accidentelles une marge d'écart entre les débits d'eau vers les trois boucles égale à 6 % au plus. Or, des investigations menées par EDF ont mis en évidence que l'incertitude de mesure des appareils pouvait conduire à un déséquilibre plus élevé pouvant atteindre 20 %¹²⁶.

Les études présentées par EDF et les évaluations complémentaires de l'IRSN¹²⁷ ont porté sur l'analyse des conséquences possibles d'un déséquilibre de cet ordre dans les différentes situations accidentelles envisagées. L'analyse a montré que certaines conclusions des études de sûreté pouvaient être remises en cause. Comme le résume l'IRSN :

Ce n'est (...) qu'en cas de brèche dans une branche froide qu'une partie du débit d'eau injecté est perdue directement par la brèche compte tenu de l'emplacement des piquages du circuit d'injection de sécurité sur le circuit primaire. Par ailleurs, les seules brèches pouvant poser problème sont les brèches de taille intermédiaire (d'un diamètre équivalent compris entre 2 et 6 pouces) pour lesquelles les pompes d'injection à haute pression sont durablement en service. Les études d'EDF montrent que, pour certaines tailles de ces brèches intermédiaires et pour des valeurs de déséquilibre volontairement très élevées, les critères retenus dans les études d'accidents pourraient ne pas être respectés, d'où la possibilité de dégradations plus importantes du combustible que celles précédemment estimées.

La conclusion tirée par l'ASN, très claire, prend comme précédemment une dimension plus forte à la lumière de la catastrophe de Fukushima, intervenue quelques semaines plus tard¹²⁸ :

Ces dispositifs ne sont donc pas adaptés vis-à-vis du critère de déséquilibre qu'ils doivent permettre de vérifier. En conséquence, en situation accidentelle, pour certaines tailles de brèche du circuit primaire principal, l'injection de sécurité à haute pression pourrait ne pas permettre de refroidir suffisamment le cœur du réacteur.

Ce constat grave n'a toutefois conduit à aucune restriction d'exploitation des 34 réacteurs concernés. EDF a proposé de tester au cours du premier semestre 2011 un dispositif de mesure par ultra-sons permettant

¹²⁴ ASN 2010-01-27. Les sites concernés par cet incident classé au niveau 1 de l'échelle INES sont le Blayais, le Bugey, Chinon, Cruas, Gravelines, Saint-Laurent et Tricastin

¹²⁵ ASN 2011-02-07. L'incident, classé au niveau 1 de l'échelle INES, concerne l'ensemble des réacteurs 900 MWe (le système différent qui équipe les réacteurs 1 300 MWe et N4 ne pose pas le même problème).

¹²⁶ ASN-2011-02-07

¹²⁷ IRSN 2011-02-17

¹²⁸ ASN-2011-02-07

d'atteindre la précision voulue dans l'équilibrage des débits, et l'ASN a déclaré attendre les résultats de ces tests pour statuer sur la généralisation de ce nouveau dispositif. Ainsi que l'a justifié l'IRSN, ces décisions sont fondées sur un jugement de nature probabiliste concluant au faible risque d'occurrence des situations remises en cause¹²⁹ :

Dans l'immédiat (...), l'IRSN n'estime pas nécessaire de procéder à une réduction de la puissance de fonctionnement de ces réacteurs, compte tenu de la faible probabilité des brèches concernées et du caractère limité des conséquences envisageables.

Cet argument formulé trois semaines avant Fukushima n'apparaît plus recevable dans le contexte de la démarche ECS, fondée sur une réévaluation déterministe des approches probabilistes. Pourtant, ce risque de dysfonctionnement dans le système d'injection de secours n'est traité ni dans les rapports ECS d'EDF, ni dans le rapport de l'IRSN, ce qui appelle plusieurs constats :

- l'absence de prescription précise sur l'erreur d'équilibrage acceptable dans le référentiel explique probablement pourquoi ce problème réel n'est pas recensé comme un écart de conformité au sens réglementaire, ce qui souligne la nécessité d'élargir le champ des non conformités au-delà d'une interprétation stricte ;
- le fait que toute hypothèse de rupture du circuit primaire autre que la brèche aux joints d'injonction soit exclue, puisqu'EDF n'évoque pas cette possibilité explique peut-être pourquoi ce problème n'est pas envisagé comme facteur aggravant. Cet élément d'appréciation mériterait pourtant d'être intégré, d'autant plus qu'aucune démonstration complète n'est donnée pour exclure l'apparition d'une brèche sur le primaire dans les situations d'agression considérées par les rapports ECS ;
- au-delà de l'importance de ce facteur en tant que tel, cet incident révèle l'existence d'incertitudes sur la performance réelle de certains appareils ou équipements mis en jeu dans les scénarios ECS qui ne sont non seulement pas prises en compte dans l'évaluation de sûreté, mais même pas explicitées dans les rapports ECS. Parallèlement à la liste des écarts matériels de conformité, un recensement des points sur lesquels l'évaluation de sûreté repose sur une performance attendue mais non démontrée devrait être engagé.

Fragilisation des cuves de réacteurs

Le troisième exemple n'est pas référencé comme un incident. En effet, il ne porte pas sur un défaut actuel et constaté mais sur la possibilité d'un défaut à venir. Le problème porte sur la fragilisation potentielle des cuves, examinée dans le cadre de la préparation du réexamen décennal de sûreté des réacteurs de 900 MWe. Il s'agit de vérifier la tenue en service des cuves et notamment l'augmentation du risque de rupture de cuve lié à la fragilisation des matériaux par l'irradiation cumulée. L'IRSN mène par exemple des études et recherches pour modéliser le risque de rupture par choc thermique en pression lors d'une injection d'eau à température ambiante dans le circuit primaire en cas de petite brèche, identifié comme l'une des situations les plus pénalisantes pour la tenue de la cuve¹³⁰.

L'analyse par l'IRSN des études présentées par EDF en préparation des troisièmes visites décennales (VD3) des réacteurs 900 MWe a conclu que la fragilisation, sans remettre en cause le niveau requis de tenue des cuves après 30 ans de fonctionnement des réacteurs, pouvait en revanche atteindre un seuil problématique, sur certains réacteurs au moins, quelques années plus tard. Ainsi, selon un avis rendu par l'IRSN en mai 2010¹³¹ :

L'IRSN a estimé avec les éléments à sa disposition les marges à la rupture à VD3+5 ans de chacune des cuves de réacteur du palier 900 MWe (...). L'IRSN en conclut qu'à VD3+5 ans le risque de rupture brutale n'est pas exclu pour les cuves des réacteurs de Dampierre 4, Cruas 1, Cruas 2, Saint-Laurent B1 et Chinon B2 en cas de situations incidentelles et accidentelles (...). Les marges à la rupture sont également insuffisantes à VD3+5 ans pour les cuves de Saint-Laurent B1 et de Bugey 5 qui sont affectées de défauts.

¹²⁹ IRSN-2011-02-17, p. 3

¹³⁰ IRSN 2006

¹³¹ IRSN 2010-05-19

Comme pour les précédentes, les conséquences de cette conclusion méritent incontestablement d'être réévaluées à la lumière de la démarche ECS. Elle n'est pourtant évoquée ni dans les rapports d'EDF ni dans le rapport de l'IRSN. La lecture de cette conclusion, du point de vue de l'évaluation de sûreté qui s'intéresse à l'état de l'installation au temps présent, est que les marges à la rupture paraissent suffisantes puisque les réacteurs n'ont pas atteint 35 ans de fonctionnement. En conséquence, les rapports ECS qui établissent un état de conformité au 30 juin 2011 ne font aucune mention de cet écart qui n'existe pas encore.

Ce problème est pourtant bien réel, et devrait être inclus à l'évaluation des ECS pour plusieurs raisons :

- la fragilisation en cause est un phénomène progressif, lié à l'abaissement de la température de passage de l'état ductile à l'état fragile de l'acier de la cuve sous l'effet de l'irradiation. Il n'apparaît pas brutalement après 35 ans de fonctionnement mais s'est déjà développé sur les cuves de réacteurs qui ont atteint 30 ans ou s'en approchent : si les marges vis-à-vis de leur rupture restent supérieures selon l'IRSN aux marges requises pour la démonstration de sûreté, elles n'en sont pas moins d'ores et déjà dégradées par rapport à l'état de référence des cuves, et cette dégradation nécessite d'être signalée et évaluée dans le cadre d'une réévaluation complète de la sûreté ;
- les conclusions tirées par EDF et par l'IRSN portent sur l'analyse menée avant l'accident de Fukushima de scénarios conformes aux référentiels de dimensionnement et hors dimensionnement des réacteurs. Les scénarios envisagés dans le cadre des ECS introduisent des situations différentes et potentiellement plus pénalisantes dans lesquelles l'augmentation du risque de rupture de cuve liée à leur état connu de fragilisation doit être réestimée ;
- les conclusions d'EDF et de l'IRSN sur les marges incluent un jugement probabiliste sur les différentes configurations envisagées, qui doit dans le cadre des ECS être révisé dans un sens déterministe. Dans cet esprit, le facteur de fragilisation des cuves devrait être pris en compte pour introduire la possibilité d'une rupture de la cuve dans les scénarios ECS et examiner ses conséquences, probablement pénalisantes.

3.3. Conclusions

Ces trois exemples illustrent la nécessité d'élargir la problématique de l'état réel des installations bien au-delà de la vérification de conformité proposée par les rapports ECS. En plus de la vigilance à laquelle ces éléments appellent sur le plan technique, ils soulèvent d'importantes questions sur les conditions de conduite des installations.

Nécessité de critères d'évaluation

En particulier, ils illustrent sous deux angles complémentaires l'absence de critères définissant de façon explicite le seuil de dégradation de sûreté restant acceptable :

- les constats d'incidents génériques sur les coussinets des diesels ou sur l'efficacité du système d'injection de sécurité n'ont donné lieu à aucune décision d'arrêt des réacteurs. Ainsi, au moment même de l'accident de Fukushima, les réacteurs concernés fonctionnaient avec des moyens dégradés vis-à-vis de situations de perte d'alimentation électrique ou de problèmes de refroidissement. En particulier :
 - a) les réacteurs n° 3 et n° 4 du Tricastin n'ont pas été arrêtés alors que tous les groupes diesels capables de les secourir étaient susceptibles de défaillance commune ;
 - b) c'est sur la base d'un argument d'expert de nature probabiliste que le problème sur le système d'injection de sécurité n'a pas été jugé suffisamment grave pour arrêter les réacteurs concernés ;
- vis-à-vis de la fragilisation des cuves, une solution envisagée au risque de rupture par choc thermique en cas d'injection est de mettre en place un système de préchauffage de l'eau du circuit de secours avant son injection éventuelle sur le circuit primaire. Ce système est considéré comme un moyen de « restaurer les marges », mais il est à noter que cet ajout d'un dispositif additionnel et donc d'un niveau de complexité de plus et d'un facteur de défaillance supplémentaire, n'est pas équivalent à un retour à un état non fragile des cuves.

Il manque plus généralement, dans le dispositif réglementaire qui encadre la sûreté des réacteurs, un ensemble de règles et critères clairs fixant de manière générique des seuils de vieillissement et des exigences de renforcement associées, jusqu'au seuil au-delà duquel un réacteur doit être arrêté¹³². Ce point crucial doit être adressé dans le contexte actuel de vieillissement du parc. Ainsi, par exemple, 80 % ont été mis en service entre 1977 et 1987 et auront donc atteint, s'ils ne sont pas arrêtés plus tôt, 30 ans d'ici 2017 et 40 ans d'ici 2027. Cette démographie du parc d'EDF conduit à un risque croissant d'écart entre le référentiel théorique des réacteurs et leur état réel qui doit impérativement être pris en compte dans l'élaboration d'un nouveau référentiel d'exigences de sûreté tel qu'il doit résulter du processus des ECS.

Recommandations

Les évaluations complémentaires de sûreté menées par EDF intègrent un examen de conformité dont le champ et la profondeur apparaissent trop restrictifs en regard des enjeux. L'existence d'écarts entre le référentiel des installations sur lequel est basée l'évaluation de sûreté et leur état réel induit un risque important qui ne peut être réduit qu'en améliorant la connaissance détaillée des écarts pour les traiter d'une part, et en prenant en compte la possibilité d'écarts non détectés d'autre part. En conséquence, nous recommandons pour la suite de la démarche ECS :

1. La démarche d'examen de conformité entreprise dans le cadre des rapports ECS doit être approfondie pour intégrer, au-delà du référentiel actuel, l'ensemble des éléments entrant en compte dans le fonctionnement des dispositifs de sûreté qui interviennent dans les scénarios ECS ainsi que de leurs supports. Conformément à l'analyse développée précédemment, le champ des éléments ainsi considérés doit aussi tenir compte des scénarios écartés en l'état des rapports ECS, soit du fait des choix d'EDF soit du fait des limites du cahier des charges.
2. Sur la base de cet examen approfondi, les études ECS doivent être complétées pour mieux refléter les enjeux liés à la non conformité. Cette analyse doit notamment permettre :
 - a) de mesurer l'impact des différents écarts observés sur les scénarios d'accident envisagés, en analysant en particulier leur contribution potentielle à l'apparition ou à l'accélération d'effets fautive dans ces scénarios. Cette évaluation devra également envisager l'effet cumulé de différents écarts ;
 - b) à l'inverse, d'étudier la sensibilité des scénarios d'accident étudiés à l'existence de non conformités et de rechercher les principaux effets fautive qui pourraient découler de non conformités non décelées.
3. Cette analyse systématique devrait s'accompagner d'une démarche de traçabilité des études de non conformité établissant notamment la liste des programmes et actions engagés pour évaluer la conformité, la liste des écarts identifiés à travers ces actions, et la manière dont ces écarts sont intégrés à la démarche d'évaluation et d'évaluation complémentaire de la sûreté.
4. Enfin, une réflexion doit être engagée pour élaborer, en lien avec la réévaluation du référentiel de sûreté à laquelle doit aboutir la démarche ECS, une grille publique de critères et de seuils de non conformité devant conduire à des actions de réparation, de renforcement ou d'arrêt.

4. Réexamen des dispositions profondes de conception et de construction

(Yves Marignac)

La nécessité de réviser la sûreté des centrales à la lumière du retour d'expérience de l'accident de Fukushima repose sur le postulat que leur démonstration de sûreté actuelle peut s'avérer insuffisante. La démarche ECS revisite dans cet esprit le dimensionnement des réacteurs vis-à-vis des agressions naturelles, s'interroge sur leur degré de robustesse et examine leur comportement dans des scénarios plus extrêmes que ceux envisagés jusqu'ici dans la démonstration de sûreté.

Ce travail en profondeur s'arrête toutefois au seuil d'un réexamen des dispositions de conception et de construction. Des éléments tels que la disposition des locaux ou l'épaisseur des murs qui sont pertinent

¹³² Marignac 2009

pour une analyse des accidents graves hors dimensionnement ne sont pas discutés dans les ECS. L'accident de Fukushima, dans son déroulement, a pourtant montré l'importance de facteurs tels que la position respective et le degré de protection entre le cœur du réacteur, la piscine ou la salle de commande.

L'objectif fixé à la démarche ECS est en réalité, comme son nom l'indique, de mener une « évaluation complémentaire » de la sûreté plutôt qu'une véritable réévaluation de celle-ci. Elle n'est pas orientée vers une éventuelle remise en cause de la capacité des réacteurs à garantir un niveau de sûreté acceptable, mais vers l'identification d'actions correctrices permettant de maintenir un niveau jugé acceptable vis-à-vis d'exigences renforcées. Dans cet esprit, les grandes options de conception et de construction sont considérées comme des données d'entrée qu'il est inutile d'interroger en soi. Les orientations proposées pour le renforcement de la sûreté à l'issue des ECS se concentrent sur le renforcement des dispositifs de sauvegarde ou de secours tels que le filtre U5 ou le bâtiment BDS et sur l'ajout de lignes de défense supplémentaires autour des « noyaux durs ».

Cette approche revient à écarter l'idée selon laquelle les dispositions de conception et de construction pourraient présenter des vulnérabilités et s'avérer intrinsèquement insuffisantes, quelques soient les dispositifs ajoutés, pour garantir un niveau de sûreté acceptable dans des exigences de sûreté renforcées. Pourtant, ces dispositions de conception et de construction, dont il faut rappeler qu'elles ont été prises en jugeant les dispositifs de sûreté suffisamment robustes pour empêcher un accident grave, jouent évidemment un rôle important dans le déroulement des scénarios accidentels déroulés dans les analyses ECS. Ainsi, les rapports ECS d'EDF et leur évaluation par l'IRSN n'engagent par exemple aucune discussion sur la tenue dans les scénarios aggravés pris en compte des cuves ou des enceintes qui n'ont pas été dimensionnées pour cela.

4.1. Robustesse des enceintes de confinement

La question de la tenue des enceintes mérite à ce titre une attention particulière. Bien que le traitement des dossiers ECS soit en grande partie homogène pour l'ensemble des réacteurs, des différences significatives entre les paliers du parc EDF sont ponctuellement mentionnées. Mais paradoxalement, cette question des enceintes de confinement, qui différencie peut-être le plus les paliers n'est pas discutée dans les rapports ECS d'EDF.

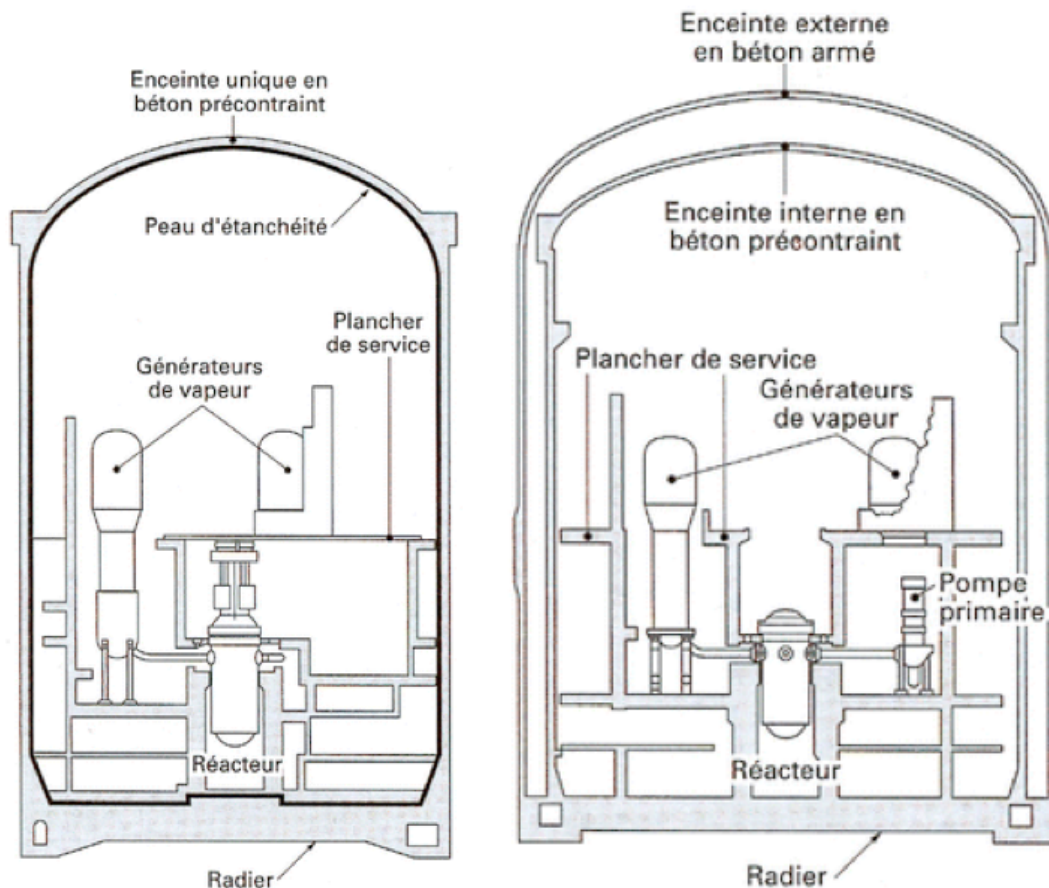
Caractéristiques des enceintes

On distingue ainsi sur le parc deux types d'enceintes de confinement des bâtiments réacteurs aux caractéristiques très différenciées :

- l'enceinte des 34 réacteurs du palier 900 MWe est constituée d'une paroi simple. L'enceinte est formée d'un bâtiment cylindrique en béton précontraint, d'environ 37 m de diamètre et 59 m de hauteur, surmonté d'un dôme. L'épaisseur du béton est de 90 cm pour les parois cylindriques et de 80 cm pour le dôme. La surface intérieure de l'enceinte est recouverte d'une peau métallique de 6 mm d'épaisseur destinée à assurer l'étanchéité. Par ailleurs, le radier est constitué d'une dalle en béton standard¹³³ qui présente une épaisseur de 3,5 m ;
- l'enceinte des 20 réacteurs du palier 1 300 MWe et des 4 réacteurs du palier N4 est constituée d'une paroi double. Le bâtiment atteint une dimension d'environ 63 m de haut pour 44 m de diamètre (palier N4), avec un radier commun aux deux enceintes, constitué d'une dalle en béton armé partiellement précontraint de 3 m d'épaisseur. L'enceinte double comprend trois éléments :
 - a) une paroi interne en béton précontraint, dont l'épaisseur atteint 120 cm pour les parois cylindriques et 82 cm pour le dôme sur le palier N4. Elle doit assurer une certaine étanchéité mais n'est pas recouverte d'une peau métallique étanche contrairement au palier 900 MWe ;
 - b) un espace annulaire de presque 2 m d'air laissé vide entre les deux parois, maintenu en dépression par un système de ventilation et de filtration avant rejet à la cheminée du réacteur ;
 - c) une paroi externe en béton armé, dont l'épaisseur atteint 55 cm pour les parois cylindriques et 40 cm pour le dôme sur les tranches N4.

¹³³ Sauf pour les premiers réacteurs construits en France, à Fessenheim, dont le radier présente une épaisseur de 1,5 m seulement.

Figure 1. Schéma de principe des enceintes du parc EDF : enceinte simple avec liner des réacteurs 900 MWe et enceinte double sans liner des réacteurs 1 300 MWe et 1 450 MWe



Source : Costaz J.-L., avril 1987

Les seules indications données dans les rapports ECS d'EDF portent sur le type d'enceinte des réacteurs présents sur chaque site, sans même préciser les quelques éléments techniques rappelés ci-dessus. Cette information, livrée au stade des caractéristiques du site, n'est pas utilisée dans la suite de la démonstration. EDF fournit également une information sur la date des derniers essais périodiques des enceintes de chaque réacteur. Ces épreuves enceintes menées à l'occasion des visites décennales permettent de vérifier le niveau d'étanchéité et le comportement mécanique des enceintes sous l'effet de la pression par rapport au référentiel existant. Cette information, qui n'est pas rappelée dans la suite des rapports ECS, vise pour EDF à étayer le bon comportement des enceintes dans les phénomènes de surpression lente avant relâchement de la pression par le dispositif U5, tels que décrits dans les rapports.

Ceci correspond donc au parti-pris choisi par EDF dans ses rapports ECS d'écarter par jugement d'experts toute possibilité de rupture de l'enceinte dans les scénarios considérés¹³⁴. Tout se passe alors comme si les caractéristiques différentes des enceintes des 900 MWe et du reste du parc étaient indifférentes au déroulement de scénarios accidentels et donc à la sûreté des réacteurs.

Pourtant l'IRSN indique au contraire dans son rapport ECS, sans toutefois explorer les scénarios correspondants, que différents phénomènes menaçant l'intégrité des enceintes en cas de fusion du cœur tels que les explosions d'hydrogène ou les explosions de vapeur hors cuve ne peuvent pas être écartés. Or, de manière évidente, les différences d'épaisseur et de conception des enceintes sont de nature à influencer leur tenue à l'explosion, à la surpression ou à toute autre charge mécanique. Aussi dès lors qu'on se place dans cette perspective où des agressions mécaniques des enceintes doivent être envisagées, le comportement respectif des enceintes à paroi simple et à paroi double doit être évalué vis-à-vis des

¹³⁴ Gravelines ECS 2011, pp. 224-238 de la version pdf. La même analyse est présentée dans les autres rapports ECS d'EDF.

charges correspondantes. Et les résultats correspondants doivent être confrontés à des critères d'acceptabilité.

Ainsi, l'IRSN souligne par exemple dans sa propre analyse, à propos du positionnement développé par EDF dans le contenu de ses rapports ECS¹³⁵ :

Risque hydrogène : le texte laisse à penser que le risque de défaillance de l'enceinte par combustion d'hydrogène est écarté du fait de la présence de recombineurs d'hydrogène et des mesures de gestion des appoints d'eau en cuve ; l'IRSN rappelle que, de son point de vue et compte tenu de l'état des connaissances, une défaillance de l'enceinte suite à une combustion d'hydrogène demeure possible dans certaines circonstances particulières (exemple : renoyage en cuve pendant la dégradation du cœur suite à une action inopportune) ; les enceintes des réacteurs de 1 300 MWe sont à ce sujet plus vulnérables (tenue ultime moindre que celles des réacteurs de 900 MWe).

Choix de dimensionnement et robustesse aux accidents

La dernière partie de ce constat mérite d'être approfondie. L'évolution des enceintes de confinement a été guidée par l'évaluation probabiliste du risque d'occurrence de différents scénarios d'agression interne et externe. L'enveloppe qui constitue l'enceinte du bâtiment réacteur a en effet un rôle double de protection de l'extérieur contre un accident du cœur, et de protection du cœur et des systèmes associés contre les agressions externes. L'enveloppe des réacteurs 900 MWe, issue du design Westinghouse, était conforme au principe d'enceinte de la centrale de référence américaine. Les réflexions menées en France pour faire évoluer ce design, qui ont conduit au changement opéré avec les réacteurs 1 300 MWe, sont le produit de deux préoccupations croisées¹³⁶. D'un côté, EDF avait engagé dès 1970 une réflexion sur la possibilité d'une enceinte de confinement sans enveloppe métallique, car cette peau apparaissait, compte tenu des niveaux de résistance et d'étanchéité visés, difficile et coûteuse à réaliser. De l'autre côté, l'autorité de sûreté nucléaire souhaitait introduire une double paroi pour améliorer la résistance aux agressions externes et se rapprocher du concept développé par les Allemands, couplant une enceinte interne en acier avec une enceinte externe en béton.

Plus précisément, les éléments de dimensionnement intervenant dans la conception et la réalisation des enceintes sont les suivants :

- du point de vue du confinement, les accidents de dimensionnement de l'enceinte correspondent à des ruptures de tuyauterie de fort diamètre de la chaudière nucléaire, qui conduisent à une brusque montée en pression par un relâchement rapide de fluide en grande partie vaporisé, et par ailleurs plus ou moins contaminé. Deux accidents sont considérés dans le référentiel de sûreté :
 - a) une rupture de tuyauterie du circuit primaire, entraînant un accident dit de perte de réfrigérant primaire (APRP). La montée en pression dans l'enceinte se fait en quelques dizaines de secondes et peut atteindre plus de 4 fois la pression atmosphérique¹³⁷. Ainsi, l'IRSN estime que la pression interne de l'enceinte, qui dépend bien sûr du volume interne et de la quantité d'eau en jeu dans chaque palier de réacteur, serait d'environ 4 bar pour les réacteurs 900 MWe, 3,8 bar pour les réacteurs 1 300 MWe du palier P4 et 4,2 pour les réacteurs 1 300 MWe du palier P'4 (dont le volume interne est moindre)¹³⁸ ;
 - b) une rupture de tuyauterie vapeur sur le circuit secondaire, accident dit RTV. La montée en pression de l'enceinte prend alors quelques centaines de secondes¹³⁹ ;
- dans les hypothèses de dimensionnement, ces scénarios ne sont pas couplés avec une perte de source froide. Ainsi, le déclenchement automatique à la mesure d'une pression élevée du circuit d'aspersion assure une baisse de la pression par condensation de la vapeur. Dès lors, le dimensionnement du confinement porte sur le niveau d'étanchéité de l'enceinte dans la phase de surpression, d'une durée de quelques heures. C'est vis-à-vis de ce dimensionnement qu'il a semblé possible, compte tenu des fortes contraintes s'appliquant sur la peau métallique de 6 mm dans un

¹³⁵ IRSN 2011, Tome 2, p. 73

¹³⁶ Voir notamment Costaz 1997.

¹³⁷ Costaz 1997, p. 2 de la version électronique.

¹³⁸ Communication personnelle par courrier électronique d'Yves Marignac avec l'IRSN, 26 janvier 2012 (IRSN 2012)

¹³⁹ Costaz 1997, p. 2 de la version électronique.

APRP et de la difficulté de caractériser par des essais à froid son comportement à une température de l'ordre de 140 °C rencontrée dans cette situation¹⁴⁰, de la remplacer par une paroi interne en béton, doublée d'une protection vis-à-vis des agressions externes. L'existence de cette deuxième paroi permet en effet, en collectant et en filtrant les fuites dans l'espace entre les deux parois, de relâcher d'un facteur 10 environ le taux de fuite admissible sur la paroi interne par rapport à une simple paroi, et donc d'utiliser du béton au lieu d'une peau métallique ;

- en termes d'agressions externes, les principales situations prises en compte concernent le séisme, l'explosion externe, la chute d'avion et l'inondation de site, à des niveaux correspondants aux règles fondamentales de sûreté correspondantes. L'introduction de la seconde paroi en béton armé apporte vis-à-vis des agressions externes par des explosions ou des projectiles une résistance supplémentaire.

À la fin des années soixante-dix, suite au développement d'études probabilistes de sûreté (EPS) développées aux Etats-Unis pour étudier les scénarios d'accident¹⁴¹, des scénarios hors dimensionnement, notamment de perte totale et prolongée de l'alimentation électrique, ont été pris en compte. L'analyse probabiliste des scénarios induits conduisait à la même conclusion que celle à laquelle aboutit EDF dans ses rapports ECS en tronquant l'esprit déterministe de cette démarche : l'accident hors dimensionnement considéré est celui d'une possible ruine de l'enceinte par surpression interne suite à une montée lente au-delà de la pression de dimensionnement. Les calculs théoriques menés dans ce cadre ont conclu que la pression limite conduisant à la perte du niveau d'étanchéité prévu par le dimensionnement se situerait autour de 9 fois la pression atmosphérique pour les 900 MWe et de 7 fois la pression atmosphérique pour les 1 300 MWe¹⁴². Cette pression pouvant être dépassée à l'intérieur de l'enceinte dans certains scénarios de fusion du cœur, la procédure U5 a été établie pour éviter la ruine de l'enceinte grâce à des rejets contrôlés par un dispositif de filtres à sable.

La démonstration de la tenue des enceintes à la montée en pression consécutive à un accident grave, qui suppose une définition précise des conditions de pression et de température correspondantes, n'a ainsi été abordée que très tardivement. Elle a en particulier été étudiée à l'occasion du troisième réexamen de sûreté décennal pour les réacteurs 900 MWe. La tenue des enceintes à une montée en pression de 8 bar, moyennant une modification du tampon d'accès matériel pour renforcer sa propre résistance, a selon l'IRSN été montrée à l'issue de cet examen¹⁴³. La même démarche est engagée dans le cadre du troisième réexamen décennal des 1 300 MWe, dont les études génériques doivent se conclure en 2014. Toutefois, l'IRSN considère déjà comme acquis que la tenue des enceintes 1 300 MWe à la pression interne d'un accident grave sera, du fait de l'absence de liner métallique, inférieure à celle des 900 MWe tant au niveau du seuil de fuite que du seuil de rupture¹⁴⁴.

Ce constat sur la tenue à une surpression lente doit aujourd'hui être étendu à l'hypothèse d'une explosion interne. L'accident de Three Mile Island a confirmé qu'une explosion et/ou incendie d'hydrogène, bien qu'heureusement trop faible pour endommager l'enceinte, avait eu lieu. Ce retour d'expérience a conduit à la généralisation de recombineurs d'hydrogène dans les bâtiments réacteur. Si EDF estime que cette disposition permet de maintenir le choix d'écarter le risque d'une explosion d'hydrogène, ce point n'est pas acquis.

En particulier, l'IRSN appuie l'avis qu'il exprime dans son rapport ECS sur une activité importante de recherche et développement dans ce domaine qui, tout en permettant de mieux caractériser et donc mieux

¹⁴⁰ Costaz 1997, p. 7 de la version électronique. Plus précisément, il s'agit notamment d'un phénomène de dilatation contrariée de la peau métallique vis-à-vis du béton qui reste froid. Ce paramètre est indirectement pris en compte en majorant de 15 % la pression intérieure de l'enceinte lors des tests d'étanchéité des 900 MWe par rapport à la valeur de pression retenue pour les tests d'étanchéité des 1 300 MWe. Voir Costaz 1997, p. 23 de la version électronique.

¹⁴¹ Voir notamment *Reactor Safety Study* also known as WASH-1400 (NRC 1975). Ce rapport issu d'une commission présidée par N. Rasmussen constituait à sa parution l'étude de référence sur le risque d'accident des réacteurs à eau pressurisée, basée sur la méthode du Probabilistic Risk Assessment (évaluation probabiliste de sûreté) jugée à l'époque la meilleure méthode d'évaluation disponible.

¹⁴² Costaz 1997.

¹⁴³ Communication personnelle par courrier électronique avec l'IRSN, 26 janvier 2012. (IRSN 2012)

¹⁴⁴ Communication personnelle par courrier électronique avec l'IRSN, 26 janvier 2012. (IRSN 2012)

circonscrire le risque d'explosion d'hydrogène, ne permet pas même après l'installation de recombineurs de l'écarter. Ainsi dans un rapport commun avec le CEA, l'IRSN écrivait en 2006¹⁴⁵ :

Les recherches et développements entrepris sur le risque hydrogène ont permis d'obtenir un certain nombre d'acquis qui ont conduit à conforter la décision d'implanter des moyens de mitigation du risque hydrogène sur l'ensemble des tranches du parc électronucléaire français. Les études réalisées pour des séquences accidentelles représentatives indiquent par ailleurs qu'il est difficile, en tout point et à tout instant, d'empêcher, malgré l'implantation de recombineurs, la formation d'un mélange combustible et susceptible de conduire à des phénomènes d'accélération locale de flamme. (...) Afin de mieux quantifier les conséquences possibles d'une combustion, des actions complémentaires de recherche et développements restent nécessaires et devraient être réalisées sur le court terme.

La réévaluation du risque d'accident avec fusion du cœur à laquelle conduit la démarche ECS se traduit par une augmentation corrélative du risque d'explosion d'hydrogène au cours d'un accident. L'évolution des enceintes entre les 900 MWe et les 1 300 MWe et 1 450 MWe a pris en compte d'autres éléments de dimensionnement et hors dimensionnement que le risque d'explosion. Mais en faisant l'impasse sur ce risque, elle pose donc un problème fondamental.

En effet, la peau métallique des 900 MWe, qui n'assure à la conception qu'une fonction d'étanchéité à la surpression d'un APRP en laissant à l'enveloppe de béton la fonction de résistance vis-à-vis des agressions externes, peut contribuer à la robustesse de l'ensemble face à une explosion interne. Le niveau de robustesse des réacteurs à l'explosion interne dépend de nombreux facteurs influençant la cinétique de l'accident, dont les quantités de gaz et de vapeur mis en jeu relativement aux volumes libres dans l'enceinte et leur localisation. La résistance mécanique de l'enceinte elle-même n'est qu'un facteur, et l'incertitude sur les cinétiques réelles d'accident doit être prise en compte. Néanmoins, comme pour la surpression lente au-delà de la pression de dimensionnement, l'ensemble composé des 6 mm d'acier et 90 cm de béton de l'enceinte des 900 MWe présente des caractéristiques plus robustes à l'explosion que la paroi interne de 120 cm de béton sans liner des 1 300 MWe et des N4.

Par ailleurs, la présence d'une double enceinte peut générer un risque additionnel lié à un éventuel phénomène d'accumulation puis d'explosion d'hydrogène dans l'espace annulaire en cas de défaillance de son système de dépressurisation¹⁴⁶. Une telle explosion serait susceptible de menacer l'enceinte externe du réacteur, dont la résistance à un tel phénomène devrait être précisée.

Au final, le choix de renforcer et de doubler l'enceinte en béton a pu paraître neutre vis-à-vis des accidents internes et favorable vis-à-vis des agressions externes du dimensionnement. Il s'avère en revanche défavorable vis-à-vis d'un scénario de surpression lente hors dimensionnement, et problématique vis-à-vis de scénarios d'explosion interne que les conclusions de la démarche ECS ne permettent plus d'écarter. Ce constat appelle à s'interroger en profondeur sur les exigences de robustesse requises au niveau des enceintes pour la poursuite de l'exploitation.

4.2. Piscines de refroidissement

Le même type de problème se pose dans les rapports ECS à travers le traitement respectif des risques d'accident majeur dans le cœur et en piscine de refroidissement du combustible. Historiquement, la prévention du risque d'accident grave dans le cœur puis la protection contre cet accident ont concentré l'attention sur les réacteurs eux-mêmes, reléguant le risque d'accident grave dans la piscine à un rang secondaire dans les préoccupations de sûreté¹⁴⁷. Il en résulte, comme le relève d'ailleurs l'IRSN dans son

¹⁴⁵ IRSN et CEA 2007

Voir également, pour une analyse plus approfondie : IRSN 2003 Durin et al.

¹⁴⁶ Communication personnelle Y. Marignac / IRSN du 26 janvier 2012 (IRSN 2012) ; IRSN ECS 2011, Tome 2, p. 91

¹⁴⁷ Ainsi que le rappelle par exemple un rapport comme celui du Brookhaven National Laboratory (Brookhaven 1989), les évaluations de probabilité d'accident majeur sur les réacteurs à eau pressurisée ont guidé cette hiérarchie de priorités : « le rapport *Reactor Safety Study* (RSS, WASH-1400) concluait que les risques associés à l'entreposage du combustible usé sont extrêmement faibles en comparaison des risques d'accident grave impliquant le cœur du réacteur ». Ce n'est par exemple qu'en 1983, toujours selon cette étude de 1989, que la question générique de sûreté des accidents au-delà du dimensionnement sur les piscines de combustible usé a été remontée au rang de « priorité moyenne » par la NRC.

rapport ECS, que le degré de protection assuré par la conception et la construction contre le potentiel de danger que constitue le combustible en piscine est bien moindre que le degré de protection contre le potentiel de danger du cœur¹⁴⁸.

Contrairement à l'esprit déterministe de la démarche ECS, le jugement probabiliste intervient encore dans l'approche d'EDF pour écarter les scénarios les plus pénalisants de dénoyage des piscines et conclure ainsi que le risque de découverture du combustible peut être exclu, même dans les situations dégradées envisagées après Fukushima. L'IRSN souligne au contraire que des scénarios conduisant à des brèches de la piscine ou de rupture du circuit de refroidissement ne peuvent pas être écartés et que le risque de dénoyage partiel ou même total des piscines de combustible des réacteurs d'EDF existent.

Un incident déclaré à Cattenom le 6 février 2012 est venu renforcer la préoccupation pour ce scénario d'accident tout en montrant, dans ce domaine également, les réserves nécessaires sur les constats de conformité discutés plus haut dans ce chapitre : EDF a constaté lors d'un contrôle effectué le 18 janvier 2012 l'absence de dispositif dit « casse-siphon » sur les tuyauteries de refroidissement des piscines des tranches n° 2 et n° 3 de la centrale¹⁴⁹. Or le risque de siphonage de la piscine par les tuyauteries de refroidissement en cas de rupture en point bas de ce circuit est justement un des scénarios de vidange jugés possibles par l'IRSN, qui pointe dans son rapport ECS le fait que les dispositifs de casse-siphon sur les réacteurs existants ne sont peut-être pas suffisamment dimensionnés pour empêcher cette vidange¹⁵⁰ : en l'absence d'un tel dispositif, une brèche sur le circuit de refroidissement entraînerait mécaniquement une vidange intempestive de la piscine de ces tranches.

Compte tenu du déficit observé dans ce domaine, la nécessité d'étudier et de prendre en compte des scénarios de rupture d'étanchéité conduisant à une vidange partielle ou totale des piscines de refroidissement des réacteurs constitue l'une des principales priorités de la réévaluation de sûreté. Une telle situation constitue non seulement un effet falaise majeur dans les scénarios de perte de refroidissement envisagés par le cahier des charges des ECS, mais elle est elle-même initiatrice d'un accident majeur même lorsque la source froide est disponible, dès lors que le débit de la brèche est supérieur au débit de l'apport en eau de refroidissement. Bien que l'IRSN juge dans son rapport ECS que l'étude du comportement des combustibles dans une situation de dénoyage de la piscine nécessite des efforts de modélisation, le scénario d'accident auquel cette situation conduit a déjà fait l'objet d'études dont les conclusions sont connues. Ce point est développé dans la suite de ce chapitre.

Dans le cas décrit par l'IRSN dans son rapport ECS où de l'eau reste présente, sa vaporisation par le dégagement de chaleur résiduelle du combustible conduit à une interaction de la vapeur avec la gaine en zirconium des combustibles qui se dégrade rapidement par oxydation, libérant les produits de fission gazeux contenus dans les gaines et provoquant une accumulation d'hydrogène susceptible de générer une explosion. Dans le cas d'un dénoyage rapide, l'absence d'eau conduit à un échauffement plus intense de la gaine de zirconium par la chaleur résiduelle du combustible. Cet échauffement peut atteindre autour de 900 °C environ la température de combustion de la gaine, provoquant alors un feu de zirconium auto-entretenu qui dégrade et libère une partie des matières volatiles du combustible, notamment les produits de fission tels que le césium-137. Celui-ci constitue un indicateur important des conséquences radiologiques d'un relâchement de radioactivité dans l'environnement : on estime ainsi que le césium-137, du fait de son degré de dispersion relativement important et de sa durée de vie de 30 ans, représente environ trois quarts de la dose collective engagée par l'accident de Tchernobyl¹⁵¹.

En l'absence de confinement approprié du bâtiment combustible, la surpression engendrée par le phénomène, la chaleur dégagée par l'incendie ou le cas échéant l'explosion d'hydrogène peuvent conduire au rejet dans l'environnement d'une fraction significative de la radioactivité relâchée par les assemblages combustibles. Une étude menée par la NRC a conclu en 2000 qu'en cas de feu de zirconium à l'issue d'un dénoyage, la fraction relâchée de césium-137 contenu dans le combustible pouvait être estimée entre 50 %

¹⁴⁸ IRSN 2011 Tome 2, p. 43.

¹⁴⁹ ASN2012-02-06

¹⁵⁰ IRSN 2011 Tome 2, p. 49.

¹⁵¹ Voir par exemple les évaluations du Comité scientifique des Nations-Unies sur les effets des radiations atomiques : UNSCEAR 1988.

et 100 %¹⁵². Sans entrer ici dans le détail de cette discussion, on peut rappeler qu'en 2001, dans le cadre d'une polémique sur le risque posé par les piscines d'entreposage de l'usine de retraitement de La Hague après les attentats du 11 septembre, l'IRSN a proposé une réévaluation de cette conclusion de l'étude NRC conduisant à estimer la fraction relâchée à 10 %¹⁵³, ce qui reste dans l'ordre de grandeur d'un accident majeur.

La vitesse et le niveau final de dénoyage sont bien sûr deux facteurs importants pour la cinétique de l'accident et le délai avant relâchement, de même que la chaleur résiduelle du combustible. Celle-ci est fonction du type de combustible (le MOX est plus chaud que l'UOX), du taux de combustion atteint par le combustible dans le réacteur (la puissance thermique résiduelle augmente avec la performance du combustible) et du délai depuis son déchargement. Les rapports ECS d'EDF et de l'IRSN ne discutent pas les deux premiers facteurs mais prennent en compte le troisième en se plaçant juste après déchargement pour proposer un calcul enveloppe.

Dans l'hypothèse où l'accident se produirait loin d'une phase de déchargement, la diminution de la puissance thermique résiduelle allongerait le délai entre un dénoyage et un relâchement de radioactivité mais ne supprimerait pas ce risque. Les études menées pour la NRC ont conclu en particulier, à travers des études thermo-hydrauliques, qu'il n'était pas possible d'établir un seuil générique de puissance résiduelle – et donc un délai de refroidissement – en dessous duquel un feu de zirconium devient en toutes circonstances physiquement impossible¹⁵⁴. Ces études soulignent notamment que la cinétique conduisant au feu de zirconium est sensible à différents facteurs tels que la géométrie des assemblages et la configuration des rangements dans la piscine : il faut noter que ces facteurs sont justement susceptibles d'être modifiés de façon imprévisible dans certaines circonstances d'accident à envisager, telles que les séismes ou les chutes de charge (y compris une chute d'un château de transport du combustible dans les réacteurs ou le chargement/déchargement des combustibles transportés s'effectue par le haut).

Au final, le risque d'accident grave lié à une brèche conduisant au dénoyage d'une piscine doit être considéré comme une vulnérabilité majeure des réacteurs d'EDF contre laquelle aucun dispositif efficace de protection ne semble en place ni être envisagé. Ainsi, l'introduction de déterminisme dans l'évaluation de sûreté des réacteurs, en permettant de mieux prendre en compte les potentiels de danger, n'inverse pas mais rétablit l'équilibre des priorités entre le risque posé par le cœur et le risque posé par la piscine. Dans ces conditions, l'énorme écart entre les dispositions de conception et de construction appliquées à ces deux parties du réacteur peut difficilement être justifié et la question d'un renforcement important de la sûreté du bâtiment combustible est inévitablement posée.

4.3. Conclusions

Plus encore que les questions de conformité et de vieillissement évoquées précédemment, les problèmes de fond que posent le degré de robustesse des différentes enceintes ou la nécessité de combler l'écart entre la sûreté des cœurs et celle des piscines renvoient à la définition des exigences de sûreté. L'évolution vers de nouvelles exigences et la démonstration de solutions répondant à ces exigences ne pourront être jugées acceptables qu'à travers l'explicitation de critères correspondants. Ce point est particulièrement crucial pour évaluer le déficit à combler entre les dispositions de conception et de construction et les exigences post-Fukushima. Il s'agit y compris de déterminer dans quelle mesure ce déficit peut effectivement être comblé par des modifications des installations et de leur conduite, ou dans quelle mesure il ne peut pas l'être.

¹⁵² Collins and Hubbard 2001

¹⁵³ La note de l'IRSN, non publique mais qui a pu être consultée par WISE-Paris, a été remise en octobre 2001 au Secrétaire d'État à l'industrie pour répondre aux estimations publiées par WISE-Paris sur le risque de relâchement de radioactivité en cas de chute d'avion de ligne sur les piscines d'entreposage du combustible à La Hague. Ces estimations, utilisant l'étude NRC de 2000, étaient tirées d'un rapport publié un mois et demi plus tôt : (WISE-Paris 2001-11)

¹⁵⁴ Brookhaven 1989

Recommandations

À partir des exemples précédents, nous recommandons que la démarche ECS s'étende à un effort de réévaluation des options de conception retenues à différents paliers de développement du parc de réacteurs d'EDF, couvrant en particulier les aspects suivants :

1. La démarche ECS devrait fournir l'occasion d'établir un bilan comparatif des différences de conception entre les réacteurs d'EDF et de discuter leur robustesse relative aux scénarios d'accidents envisagés selon cette approche majorante et déterministe. Cette discussion devrait notamment mettre en lumière, en fonction des scénarios considérés, les facteurs de robustesse avérée, les niveaux de rupture envisagés et les zones d'incertitude.
2. Les différences ainsi établies doivent être placées dans la perspective d'une révision des exigences de sûreté. Aussi, une réflexion devrait s'engager sur les possibilités techniques et la faisabilité de leur mise en œuvre en vue d'atteindre un niveau de robustesse aussi élevé et aussi homogène que possible sur l'ensemble du parc vis-à-vis des scénarios d'accident pouvant affecter les réacteurs et les piscines. En particulier, cette réflexion devrait traiter, sans se limiter à ces deux sujets, les points traités ici à titre d'exemple :
 - a) discuter l'opportunité et étudier les moyens de renforcer les enceintes des 900 MWe et des 1 300 MWe vis-à-vis de leurs faiblesses respectives aux différentes conséquences éventuelles d'un scénario de fusion du cœur ;
 - b) discuter l'opportunité et étudier les moyens de renforcer la sûreté des piscines d'entreposage par des éléments de prévention et de protection vis-à-vis des scénarios de découverture des combustibles, comprenant l'implantation d'une enceinte plus robuste.

5. Conséquences d'accidents graves dans les piscines de désactivation

(Arjun Makhijani)

L'accident de Three Mile Island a mis les accidents de fusion du cœur des réacteurs à eau légère au centre du débat sur la sûreté. L'accident de Fukushima a élargi le débat en y ajoutant la question de la prévention et de la gestion des accidents redoutés des piscines de combustible usé sur les sites des réacteurs. Plusieurs types d'événements initiateurs sont possibles, notamment la perte de refroidissement à la suite d'une rupture de tuyauterie et/ou une perte complète de l'alimentation en électricité des pompes de circulation de l'eau de refroidissement. Comme on l'a souligné par ailleurs dans le présent rapport, ces événements initiateurs et ces accidents doivent être pris en compte dans les rapports ECS préparés par EDF où les séismes, les inondations et les catastrophes naturelles sont les mécanismes initiateurs.

En fait, EDF n'a pas analysé le déroulement des accidents sur des piscines de combustible usé qui entraînerait des rejets radioactifs importants. La raison tient à ce qu'EDF estime que les mesures préventives seront suffisantes et qu'un accident de cette nature n'est pas possible. Par exemple, l'ECS de Gravelines affirme¹⁵⁵ :

Lors du phénomène physique d'oxydation des gaines, la réaction entre le zirconium des gaines et la vapeur d'eau produirait de l'hydrogène en quantité suffisamment importante pour dépasser le seuil d'inflammabilité.

Compte-tenu des moyens mis en œuvre pour éviter le découverture des assemblages combustible, le risque de production d'hydrogène par oxydation des gaines de zirconium est écarté.

Il semble que cette conclusion avancée par EDF soit de nature générale. Par exemple, la même conclusion, exprimée avec ces mêmes mots, se retrouve dans l'ECS de Flamanville¹⁵⁶. En effet, EDF n'envisage pas d'effets falaise, notamment la production d'hydrogène ou les incendies qui peuvent résulter du dénoyage total du combustible entreposé dans la piscine. Selon l'examen des rapports IRSN ECS¹⁵⁷ :

¹⁵⁵ Gravelines ECS 2011, Chapitre 6, p. 56

¹⁵⁶ Flamanville ECS 2011, Chapitre 6, p. 53

¹⁵⁷ IRSN 2011 Tome 2, p. 201

EDF n'étudie pas, au titre des ECS, le caractère opérationnel de l'organisation et des moyens de crise, notamment pour les scénarios extrêmes de vidange ou de dénoyage des piscines d'entreposage du combustible usé conduisant à un fort débit de dose ambiant sur le site. L'IRSN estime que cette situation présente un effet falaise pour la gestion de crise qui nécessite d'étudier la mise en œuvre de moyens ultimes d'intervention pour les séquences accidentelles susceptibles d'amener à ce type de situation.

Il est indispensable de considérer ces types de situations car, dans le cas improbable où elles se produiraient, le problème de la gestion de l'accident sur site serait rendu considérablement plus difficile. Par exemple, à la difficulté de la gestion d'une situation d'urgence interne s'ajouterait la contamination hors site par des rejets radioactifs. Aussi elles pourraient vraisemblablement accroître les risques et les difficultés qui se présenteraient pour acheminer jusqu'au site des ressources nécessaires à la gestion de l'accident. Etant donnés ces enjeux, il est important d'évaluer les éventuels rejets radioactifs qui pourraient survenir dans l'éventualité de situations redoutées, par exemple, le scénario, Situation B de l'IRSN¹⁵⁸, ainsi que les perspectives qui pourraient être utiles pour réviser les documents ECS et l'élaboration de stratégies de sûreté.

Comme il en est fait état dans les documents ECS, les plus grandes difficultés et les conséquences les plus graves pour les accidents de piscine surgiraient au moment où l'accident se produirait immédiatement après l'emplacement du combustible usé, fraîchement déchargé du réacteur, dans la piscine de désactivation ou lors du déchargement même et/ou si un cœur intégral a été entreposé ou est en cours d'entreposage dans la piscine pendant les opérations de réparation ou de maintenance. Dans ce contexte, il convient de noter qu'au moment de l'accident à Fukushima Daiichi tout le cœur de la tranche 4 était déchargé dans la piscine¹⁵⁹. Nous allons examiner la question de manière générale et par ailleurs nous l'examinerons en considérant certains points précis se rapportant au site de Gravelines. L'analyse repose sur une démarche d'évaluation des rapports officiels de sûreté des Etats-Unis, en tenant dûment compte des différences dans les pratiques de gestion du combustible usé entre les deux pays.

EDF a indiqué qu'une situation où le cœur du réacteur est entreposé en piscine est rare¹⁶⁰ ; en conséquence un accident qui se produirait suite à une catastrophe naturelle survenant dans cet intervalle particulier est improbable. Nous partageons cette observation, mais nous remarquons que, tout comme les incidents survenant lors de la manutention du combustible usé, il est important de considérer les accidents dans des situations les plus redoutées pour éviter ou mitiger les pires conséquences.

Le site de Gravelines comprend six tranches de 900 MWe. Cinq de ces tranches utilisent un combustible à oxydes mixtes (MOX) dans 30 % du cœur. Le reste du cœur est chargé en oxyde d'uranium (combustible UOX). Étant donné que la France traite une grande partie de son combustible usé à La Hague, les quantités entreposées sur le site sont typiquement très inférieures à celles aux États-Unis.

Hypothèses pour l'étude d'un accident avec un cœur de réacteur dans la piscine

Un certain nombre d'études officielles sur les accidents de piscines de combustible usé ont été réalisées aux États-Unis. Celles-ci permettent d'arriver à certaines conclusions applicables à la situation française, certes celles-ci doivent être interprétées avec prudence, et les résultats quantitatifs ne fournissent que des indications d'ordre de grandeur sur le potentiel des difficultés.

Une étude importante faite pour le bénéfice de la NRC¹⁶¹, comportant des scénarios d'accidents, a été réalisée en 1997 par le Brookhaven National Laboratory. Une autre étude, préparée par Collins et Hubbard du NRC et publié en 2001, a passé en revue un plus grand nombre de scénarios¹⁶². Bien qu'une grande partie des résultats de ces études ne soient pas applicables à la situation française en raison des grandes quantités de combustible usé typiques des piscines aux Etats-Unis, quelques résultats sont

¹⁵⁸ IRSN 2011 Tome 2, p. 59

¹⁵⁹ JAIF 2011

¹⁶⁰ Gravelines ECS 2011, Ch. 6, p. 52

¹⁶¹ Travis et al. 1997.

¹⁶² Collins and Hubbard 2001

pertinents pour comprendre les situations d'accident et les mesures possibles à prendre pour réduire les risques.

Les hypothèses démographiques de l'étude de Travis et al. 1997 (Brookhaven) sont indiquées dans le tableau 2.

Tableau 2. Densité de population et hypothèses de population totale

	0 à 48 km	48 à 80 km	80 km à 800 km
Densité de population par km ² (sans les villes)	391	109	78 (note 1)
Nombre de villes	Zéro	Une ville 10 000 000	Zéro
Total	2,8 million	11,4 million	155,5 million

Source: Travis et al. 1997, p. 3-5

Note 1: A l'époque de la publication de l'étude (1997) la densité moyenne de population était le double de celle des 48 États des États-Unis (c'est-à-dire, tous les États sauf l'Alaska et Hawaï).

Les hypothèses formulées au sujet de la population sont manifestement simplifiées, puisque la plupart des personnes vivent dans des villes ou dans des régions métropolitaines. À titre de référence, la densité de population de la France métropolitaine est environ 120 personnes par kilomètre carré. Il n'y a aucune ville atteignant dix millions dans les 80 km autour de Gravelines. Par conséquent la population dans le rayon de 0 à 80 km est inférieure à celle du modèle de Travis et al. 1997 (Brookhaven). Cependant la Métropole de Lille, avec environ 1,1 millions d'habitants et située à environ 90 km par voiture se trouve à environ 80 km à vol d'oiseau. La zone métropolitaine de Lille, avec les villes voisines belges, a une population d'environ 1,9 million de personnes¹⁶³. Le centre de Londres est à environ 160 kilomètres à vol d'oiseau. La situation d'ensemble sur une région de 800 kilomètres de rayon engloberait presque toute France, l'Allemagne, le Royaume-Uni, une grande partie de la Suisse et la totalité de la Belgique et la Hollande. Cela serait à peu près comparable au rayon de 800 km pour la population du tableau 2. Pour le rayon de 80 km nous avons utilisé la densité de population de la région Nord-Pas-de-Calais (325 habitants au kilomètre carré)¹⁶⁴. La population obtenue a été divisée par deux pour tenir compte du fait qu'environ la moitié de la zone contenue par un rayon entre 0 et 80 km se trouverait dans la Manche. Les valeurs de population et de dégâts matériels en sont réduits d'environ 71 %.

L'étude de Travis et al. 1997 considère quatre scénarios d'accidents ou cas d'école¹⁶⁵ :

- Cas 1 : la vidange complète de la piscine de combustible usé se produit douze jours après l'arrêt. L'oxydation rapide du gainage commence dans le cœur le plus récemment déchargé dans sa totalité et se propage dans toute la piscine.
- Cas 2 : la vidange complète de la piscine se produit, également douze jours après l'arrêt. L'oxydation rapide du zircaloy est limitée au dernier cœur entier déchargé (plus le déchargement partiel antérieur pour les REP).
- Cas 3 : la vidange complète de la piscine survient un an après l'arrêt. La chaleur réduite de la décroissance n'entraîne pas une oxydation rapide, cependant les assemblages atteignent des températures élevées et 50 pour cent des barres de combustible dans la piscine se rompent et relâchent des rejets radioactifs.
- Cas 4 : Le dénoyage partiel se produit après douze jours exposant la partie supérieure des assemblages. Ce cas présume que toutes les barres de combustible du cœur entier récemment déchargé se rompent et relâchent encore une fois des rejets radioactifs¹⁶⁶.

Tous les scénarios ci-dessus présument des piscines pleines. Le cas 1 suppose que tout le combustible usé est endommagé alors que seulement la moitié des barres de combustible le sont dans le cas 3. Etant donné

¹⁶³ Wikipedia Lille 2012

¹⁶⁴ Wikipedia Nord-Pas-de-Calais 2012

¹⁶⁵ Travis et al. 1997, p. 3-7. Traduit de l'anglais.

¹⁶⁶ Travis et al. 1997, p. 3-7

que des centaines et parfois des milliers d'assemblages sont entreposés dans les piscines américaines, ces cas ne peuvent pas être comparés à aucun des sites de réacteurs de puissances français. Par conséquent seuls les cas 2 et 4 représentent un point de départ raisonnable pour appréhender la situation française puisque les quantités de combustible usé sur le site du réacteur seraient comparables si un cœur entier était entreposé dans la piscine. Nous soulignons que même dans les cas 2 et 4 l'évolution de l'accident serait différente puisqu'aux États-Unis les distances entre les assemblages dans la plupart des cas sont moindres. En revanche, l'étude de Travis et al. 1997 suppose que l'accident se produira 12 jours après l'entreposage du cœur dans la piscine. Cet accident ne représente pas forcément le cas de la situation la plus redoutée suivant le temps de refroidissement dans le réacteur antérieurement au déchargement.. Après 12 jours de refroidissement la majorité des gaz nobles à période radioactive très courte auront disparu de même que 65 % de l'iode 131. D'autres isotopes d'iode de durée de vie plus courte, par exemple l'iode 132 (provenant de la décroissance du tellure 132) auront disparu à des rythmes plus accélérés. Par conséquent, une période de refroidissement plus courte aggraverait la sévérité des conséquences estimées tant en terme de dose qu'en terme de préjudices au système alimentaire serait considérablement moindre que pour le même accident survenant plus rapidement ou immédiatement après le transfert du cœur du réacteur à la piscine. En dernier lieu, l'étude de Travis et al. 1997 suppose qu'il y aura un délai d'un jour avant l'évacuation, La dose à la population est évidemment très dépendante de la fraction de la population évacuée et du temps, entre le début du rejet et celui de l'évacuation du début à la fin. Comme Fukushima l'a démontré, l'évacuation est un problème complexe, surtout quand les rejets se prolongent pendant des semaines et les conditions météorologiques se modifient. Pour la présente analyse, les ordres de grandeur sont importants puisque nous utilisons l'analyse de Travis et al. 1997 pour évaluer la portée générale de ce problème.

Évaluation des conséquences de l'accident

Le rapport de Travis et al. 1997 a étudié deux variantes pour chaque cas et s'est penché sur les conséquences jusqu'à 80 km et 800 km. Les résultats pour le cas 2 (accident avec un incendie dans la piscine) sont présentés au tableau 3. Les chiffres sont ajustés pour tenir compte du différent nombre d'assemblages de combustible, des différents taux de combustion du combustible entreposé dans la piscine afin représenter les paramètres spécifiques aux réacteurs de 900 MWe français et la densité de population, comme indiqué aux notes 1 et 2 des tableaux 3 et 4.

Tableau 3. Les conséquences d'un accident de piscine, le cœur du réacteur est endommagé par un incendie (Cas 2) combustible UOX

Type d'accident	Distance	Dose à la population, personne-Sv	Dommages des terres et biens, 1997 \$
Incendie/rejet important	0-80 km	102 000	\$20 milliards
Incendie/rejet important	0-800 km	996 000	\$100 milliards
Incendie/rejet faible	0-80 km	53 000	\$7 milliards
Incendie/rejet faible	0-800 km	308 000	\$30 milliards

Source: Fondé sur Travis et al. 1997, tableau 4-1 et ajusté conformément aux notes 1 et 2.

Notes : 1. Les valeurs des doses et des dommages ont été ajustées pour les paramètres des réacteurs français de 900 MWe. Travis et al. suppose un réacteur 1 130 MWe avec 193 assemblages et un taux de combustion de 60.000 MWj/t du dernier cœur déchargé. Nous avons revu à la baisse les estimations des dommages pour tenir compte des 157 assemblages et d'une moyenne de taux de combustion de 32 500 MWj/t du cœur. Le taux de combustion moyen pour le cœur est basé sur un cycle de quatre ans avec un remplacement tout les ans du quart du combustible. Au moment de son déchargement, le cœur est supposé avoir séjourné dans le réacteur jusqu'au moment du rechargement, Le résultat final de ce facteur se traduit par une réduction l'estimation des doses et des dommages d'environ 56 % par rapport à ceux figurant au tableau 4-1, de Travis 1997.

2. Les valeurs des doses et de dommages pour un rayon de 0-80 km sont multipliées par un facteur 0,2864 (comme il en est fait mention dans le texte) pour tenir compte des différences des densités de population. Les valeurs des dommages sont arrondies à un chiffre significatif. Les valeurs des doses sont arrondies au 1 000 person-Sv le plus proche.

3. Valeur des terres agricoles = \$2 094 par hectare. Moyenne de la richesse personnelle = 73 750 \$

4. Les valeurs de dommages sont arrondies à un chiffre significatif.

Ces niveaux de dommages sont extrêmement graves, avec des milliers de cancers en excédent et des niveaux de dommages matériels très élevés. Les valeurs sont en dollars de 1997. Une fois ajusté en dollars

de 2010, le résultat est à peu près le même que si les valeurs indiquées dans le tableau étaient libellées en euros.

Le tableau 4 illustre le scénario de l'accident dans lequel le cœur qui a été déchargé dans la piscine est endommagé et rejette de la radioactivité, mais sans incendie. Les dégâts et les doses de rayonnement sont beaucoup moins importants. Les principales différences entre les cas présentés dans le tableau 3 et ceux du tableau 4 résident dans le fait que l'incendie augmente les dégâts et disperse également la radioactivité de manière plus vigoureuse et sur une zone plus étendue. L'accident de Tchernobyl en est la preuve tragique, où le feu qui a sévit pendant 10 jours a créé des retombées sur une large bande de l'ex-Union soviétique ainsi que sur l'Europe occidentale et orientale.

Tableau 4. Conséquences d'un accident de piscine, le cœur est entreposé dans la piscine et les gaines sont endommagées, absence d'incendie, combustible UOX (Cas 4)

Type d'accident	Distance	Dose à la population, personne-Sv	Dommage des terres et des biens, 1997 \$
Absence d'incendie/rejet important	0-80 km	30 000	\$2 milliards
Absence d'incendie/rejet important	0-800 km	159 000	\$7 milliards
Absence d'incendie/ faible rejet	0-80 km	5 000	\$0,1 milliards
Absence d'incendie/ faible rejet	0-800 km	22 000	\$0,4 milliards

Source: Fondé sur Travis et al. 1997, tableau 4-1.

Notes : 1. Les valeurs des doses et des dommages ont été ajustées pour les paramètres des réacteurs français de 900 MWe. Travis et al. suppose un réacteur 1 130 MWe avec 193 assemblages et un taux de combustion de 60 000 MWj/t du dernier cœur déchargé. Nous avons revu à la baisse les estimations des dommages pour tenir compte des 157 assemblages et d'une moyenne de taux de combustion de 32 500 MWj/t du cœur. Le taux de combustion moyen pour le cœur est basé sur un cycle de quatre ans avec un remplacement tout les ans du quart du combustible. Au moment de son déchargement, le cœur est supposé avoir séjourné dans le réacteur jusqu'au moment du rechargement, Le résultat final consiste à diminuer l'estimation des doses et des dommages d'environ 56 % par rapport à ceux figurant au tableau 4-1, de Travis 1997.

2. Les valeurs des doses et de dommages pour un rayon de 0-80 km sont multipliées par un facteur 0,2864 (comme il en est fait mention dans le texte) pour tenir compte des différences des densités de population. Les valeurs des dommages sont arrondies à un chiffre significatif. Les valeurs des doses sont arrondies au 1 000 person-Sv le plus proche. 3. Valeur des terres agricoles = \$2 094 par hectare. Moyenne de la richesse personnelle = 73 750 \$

3. Les valeurs de dommages sont arrondies à un chiffre significatif.

Il convient de noter qu'il existe d'autres études qui indiquent des dommages inférieurs à ceux de l'étude de Travis et al. 1997. Les hypothèses avancées sur la gestion de l'accident, la configuration du combustible usé en piscine, la population et les détails sur le déroulement de l'accident jouent un rôle important. Au final, comme la souligné l'IRSN ce qui importe est qu'il peut y avoir des rejets importants suite à des accidents de piscine.¹⁶⁷ L'importance des résultats et des scénarios précités n'est pas tant dans les valeurs spécifiques des dommages sanitaires et matériaux, qui doivent de toute façon être recalculées dans le contexte français, que dans les questions de mitigation du risque et de la gestion de l'accident qu'il soulève. Par exemple, les ressources de radioprotection d'organisations, locales et nationales, sont susceptibles d'être sérieusement mises à mal par des retombées importantes sur le site et hors du site. Il est donc important de considérer si des mesures de formation de personnel extérieur au site ou même si des procédures de formation d'évacuation de la population pourraient être utiles pour des sites particulièrement vulnérables, avec une forte densité de population et / ou des voies d'évacuation difficiles. Ces mesures pourraient rendre la gestion des accidents sur le site moins difficile.

Même si les chiffres des tableaux 3 et 4 ne reflètent pas la situation française dans tous les détails, vues les nombreuses différences propres aux sites (comme la météo et les valeurs des biens matériaux), l'importance relative des dégâts entre les cas 2 et 4 est néanmoins tout à fait pertinente. Les ratios des dommages reflètent la différence entre un accident de piscine dans lequel il se produit un incendie (cas 2) et un endommagement des gaines, mais pas d'incendie. Dans ce cas la dose de rayonnement cumulé diminue de plusieurs fois et les dommages matériaux diminuent de plus d'un ordre de grandeur. Ainsi, quand on considère des mesures de prévention et de mitigation, éviter qu'un incendie se déclare dans les piscines, une fois que la dégradation du combustible est amorcée se révèle, très important. Ceci fournit un

¹⁶⁷ IRSN 2011 Tome 2, p. 59

cadre technique important dans lequel les mesures par lesquelles la fraction de rejet peut être réduite sont examinées. Par conséquent, on constate que même si l'étude ne fournit que des résultats pour les dommages hors site, elle indique des priorités de gestion des accidents très pertinentes pour incorporation dans l'ECS.

L'étude de Travis et al. 1997 présente une large gamme de fractions de rejets illustrée dans les tableaux 3 et 4 dans les variantes de rejets importants et faibles des scénarios d'accident. Les fractions de rejet de divers radionucléides adoptés dans l'étude de Travis et al. 1997 sont présentées dans le tableau 5.

Tableau 5: Fractions de rejets pour certains radionucléides

Élément	Incendie/ rejet important	Incendie/ faible rejet	Endommagement du combustible/ rejet important	Endommagement du combustible/ faible rejet
Gaz nobles	1,0	1,0	0,4	0,4
Iode	1,0	0,5	0,03	0,003
Césium	1,0	0,1	0,03	0,003
Tellure	0,02	0,002	0,001	0,0001
Strontium	0,002	0,0002	6×10^{-6}	6×10^{-7}
Ruthénium	2×10^{-5}	2×10^{-6}	6×10^{-6}	6×10^{-7}
Lanthanum	6×10^{-6}	6×10^{-7}	6×10^{-6}	6×10^{-7}
Cérium	6×10^{-6}	6×10^{-7}	6×10^{-6}	6×10^{-7}
Barium	0,002	0,0002	6×10^{-6}	6×10^{-7}

Source: Travis et al. 1997, Table 3.2

Comme on peut s'y attendre, la présence d'un incendie détermine les fractions de rejet pour un certain nombre de radionucléides importants, notamment des isotopes d'iode et de césium. Comme indiqué cela se traduit par les grandes différences de dose cumulées de rayonnement et de dommages matériels entre le cas 2 (endommagement des gaines avec incendie) et le cas 4 (endommagement des gains et absence d'incendie).

Puisque le terme source total est le facteur déterminant de la dose de rayonnement et des dommages, on pourrait s'attendre à ce que le temps écoulé entre l'arrêt du réacteur et l'accident de la piscine où le cœur est entreposé soit un paramètre critique. Ceci est indiqué de manière quantitative dans l'étude NRC de Collins et Hubbard de 2001, qui a couvert de nombreuses questions communes avec l'étude de 1997 de Travis et al. 1997, mais a aussi examiné l'effet du moment où se produit l'accident. Des incendies de piscine sont présents dans tous les scénarios de cette étude.

Comme on peut s'y attendre l'étude NRC de Collins et Hubbard démontre l'importance que l'âge du dernier cœur dans le réacteur a sur la gravité de l'accident¹⁶⁸. Si cela est évident, puisqu'après 30 jours ou au-delà presque toute l'iode 131 ainsi que la grande majorité des gaz nobles ont disparus, il n'en reste pas moins que cette évidence est une leçon supplémentaire possible pour la gestion de la maintenance ou pour des modifications de réacteur lorsque le cœur doit être déchargé dans la piscine. Par exemple, un temps refroidissement prolongé dans le réacteur après l'arrêt, mais avant le déchargement dans la piscine peut réduire les risques d'accident et ses conséquences, puisque le réacteur serait dans un état d'arrêt à froid. Il y aurait, cependant, être certains pénalités financières, car une telle prolongation pourrait impliquer un plus l'arrêt du réacteur période. Cependant, cette prolongation pourrait s'accompagner d'un arrêt plus long avec des conséquences financières pénalisantes.

Recommandations

1. L'ASN devrait exiger qu'EDF mène des études spécifiques aux sites sur les accidents et leurs conséquences pour les piscines de combustible usé. Nous notons que ces études sont implicites dans l'objectif de l'ASN pour les études ECS qu'ils devraient examiner « toute possibilité de

¹⁶⁸ L'Annexe 4 de Collins et Hubbard couvre de nombreux cas après l'arrêt du réacteur quand le cœur est déchargé du réacteur et entreposé en piscine.

modification susceptible d'améliorer le niveau de sûreté de l'installation »¹⁶⁹. L'analyse qui précède montre que ces études donnent un aperçu de la réduction des risques, de l'atténuation des conséquences, et de la gestion des accidents. Cet aperçu peut en retour conduire à des améliorations de la sûreté des équipements et de la formation. Ces études devraient être axées, pour déterminer notamment comment le risque d'incendie peut être limité quand le combustible usé dans la piscine est dénoyé. Ces études devraient être menées en toute transparence avec la participation des CLIS et du public. Si de telles études ont déjà été réalisées, elles devraient être rendues publiques, avec toutes leurs hypothèses de modélisation et de choix de paramètres. Londres et Bruxelles sont beaucoup plus proches de Gravelines, par exemple, que le sont Paris ou Lyon. Une étude similaire devrait également être effectuée pour La Hague avec les paramètres sur le terme source, la géographie et tout autre paramètre spécifique à ce site (voir Chapitre VII).

2. Le temps de refroidissement d'un cœur de réacteur avant son transfert dans la piscine devrait être révisé avec comme objectif le maintien des rejets d'iode 131 à un niveau aussi bas que possible dans l'éventualité d'un accident.
3. Si elles n'ont pas déjà été faites, des études devraient explicitement évaluer quels arrangements du combustible usé dans la piscine réduiraient les risques de propagation d'un incendie. Si elles ont été faites, elles devraient être rendues publiques pour pouvoir être soumises à une revue indépendante.

6. Réévaluation des conséquences hors site d'un accident sur une centrale

(Yves Marignac)

La réévaluation des scénarios accidentels qui résulte de la démarche ECS conduit inévitablement, comme l'analyse de la démonstration fournie par EDF et l'IRSN le montre, à réévaluer les scénarios en termes de conséquences de ces accidents hors des sites des centrales. La catastrophe de Fukushima a clairement montré, après celle de Tchernobyl, l'ampleur d'un accident nucléaire majeur et l'étendue géographique de ses retombées. Même si l'objectif premier des ECS doit être de tout mettre en œuvre pour empêcher un tel accident, la révision de la préparation à la gestion de conséquences d'un accident majeur constitue un complément indispensable à la réévaluation de la sûreté des réacteurs.

Par un hasard du calendrier, c'est justement par un arrêté du 11 mars 2011 que le Préfet de l'Aube et le Préfet de Seine-et-Marne ont conjointement approuvé la révision du dispositif du Plan particulier d'intervention (PPI) du Centre nucléaire de production d'électricité de Nogent-sur-Marne¹⁷⁰. Ce PPI, représentatif des dispositifs aujourd'hui en vigueur autour de toutes les centrales françaises, détermine les mesures de protection du public et les besoins d'intervention de secours sur la base des mêmes scénarios accidentels qui servent au dimensionnement du confinement, discuté précédemment à propos de la tenue des enceintes. Ces scénarios de dimensionnement sont ainsi décrits dans le PPI :

Les deux accidents majeurs de référence sont de deux natures :

- la contamination de l'eau du circuit secondaire par l'eau du circuit primaire en raison de la rupture d'un tube du générateur de vapeur (RTGV) au sein de ce générateur de vapeur. (...) Un accident de RTGV, bien que conduisant à des rejets immédiats devrait avoir des conséquences faibles car, les procédures de conduite et l'entraînement des opérateurs devraient permettre de limiter ces rejets à des rejets de vapeur (donc avec un faible entraînement des iodes).
- la formation d'une brèche dans le circuit primaire portant atteinte au refroidissement du réacteur (risque de fusion du cœur) et à une augmentation de la pression dans le bâtiment du réacteur (par la vapeur dégagée et l'émission de gaz) pouvant aboutir à une explosion du bâtiment. (...) Si les moyens de restauration ne sont pas trouvés pour revenir à un état stable, les rejets se produiraient en 2 temps, des premiers rejets aux conséquences limitées (en doses et en distances) survenant après la fusion du cœur puis, 24 heures minimum après, des rejets dits concertés, effectués par le système de décompression-filtration de l'enceinte. Ces rejets seraient beaucoup plus importants et nécessiteraient d'écarter les populations environnantes à minima de 5 km et de prendre des mesures de mise à l'abri au delà.

¹⁶⁹ ASN 2011-12, p. 9

¹⁷⁰ Voir l'arrêté et le dossier du PPI sur le site de la préfecture de l'Aube : PPI du CNPE de Nogent sur Seine 2011.

Ce dimensionnement, clairement insuffisant en regard des conclusions à tirer des ECS, conduit logiquement à des mesures de protection sans commune mesure avec l'ampleur des mesures à prendre dans l'hypothèse d'un accident majeur du même ordre que celui de Fukushima. Comme le résume la Préfecture de l'Aube sur son site¹⁷¹ :

Le périmètre d'intervention du PPI comprend deux zones remarquables :

- le périmètre d'alerte et de mise à l'abri réflexes. Dans ce cercle de 4,5km de rayon autour de la centrale nucléaire, dès que les sirènes retentissent, les habitants doivent se mettre à l'abri dans un local en dur et clos, et se mettre à l'écoute de la radio pour attendre des informations et instructions des autorités.
- le périmètre des 10 km (ce périmètre inclut le premier). Dans ce périmètre, l'ensemble de la population a bénéficié à la fin de l'année 2009, d'une distribution de pastilles d'iode. La prise de ces comprimés se ferait sur instruction du préfet, lorsqu'un certain niveau de radioactivité (50 mSv à la thyroïde) serait susceptible d'être atteint. La prise de ce comprimé sature la glande thyroïde et fait obstacle à la contamination par les iodes radioactifs. La loi du 13 août 2004 impose aux communes incluses dans ce périmètre, la réalisation d'un plan communal de sauvegarde (PCS), afin de préparer le soutien aux services de secours, l'alerte, l'information et l'accompagnement des populations.

Le PPI ne prévoit donc aucune évacuation et n'envisage qu'une mise à l'abri dans un premier rayon de moins de 5 km, assortie d'une prise préventive d'iode dans un rayon de 10 km. Ces dispositions concernent moins de 15 000 personnes. Mais ces distances sont sans commune mesure avec les distances de plusieurs dizaines de kilomètres sur lesquelles des mesures d'évacuation ont dû être décidées et des restrictions d'usage imposées autour de Fukushima. Ainsi que l'indique le PPI de Nogent, la ville de Paris est située à moins de 100 km à vol d'oiseau de la centrale. Ce sont ainsi plus de 7 millions de personnes qui résident dans un périmètre d'une centaine de kilomètres autour de la centrale.

La démarche ECS appliquée aux réacteurs devrait conduire, conformément aux analyses qui précèdent, à une réévaluation significative des scénarios d'accident, incluant la possibilité d'une rupture de l'enceinte de confinement d'un réacteur après fusion du cœur ou d'un dénoyage de piscine. De plus, la possibilité d'une origine commune à ces scénarios pouvant intervenir en mode commun sur un site implique de considérer à la fois l'hypothèse d'un cumul entre ces deux accidents sur un réacteur, et l'hypothèse d'un cumul d'accidents sur plusieurs réacteurs d'un site. Il apparaît dès lors évident que la réévaluation de la sûreté doit s'accompagner d'un processus de révision d'une profondeur équivalente sur la définition des conséquences d'accident prises en compte dans la planification de la gestion d'urgence.

Le même commentaire s'applique bien sûr également à la gestion de la situation post-accidentelle, qui détermine notamment les restrictions d'accès et d'usages applicables à long terme sur des territoires contaminés par l'accident. Cette gestion post-accidentelle ne fait pas l'objet de dispositifs normatifs tels que les PPI mais une réflexion est menée depuis 2005 sous l'égide de l'ASN au sein du Comité directeur pour la gestion de la phase post-accidentelle (CODIRPA). Les scénarios d'accident de référence considérés dans cet exercice, qualifiés par l'ASN d'« accidents de gravité moyenne », sont de même nature que ceux des PPI :

- un accident de rupture de tube de générateur de vapeur (RTGV) conduisant à des rejets d'eau du circuit primaire pendant une heure par les soupapes de décompression du circuit secondaire ;
- un accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) menant à une fusion du cœur après une heure et à un rejet faible par les fuites éventuelles de l'enceinte et concerté par le système de dépressurisation pendant 24 heures¹⁷².

Ces rejets correspondent respectivement, dans la phase d'urgence, à des mesures de mise à l'abri sur 2 km et sur 3 km autour de la centrale et peuvent entraîner, selon les modélisations conduites par l'IRSN, un dépassement des niveaux admissibles dans les productions agricoles¹⁷³ jusqu'à environ 30 kilomètres dans

¹⁷¹ PPI du CNPE de Nogent sur Seine 2011

¹⁷² IRSN 2007

¹⁷³ Définis par les Niveaux Maximaux Admissibles pour la commercialisation des denrées alimentaires au sens du règlement : Euratom N° 2218/89.

l'axe du panache, pour les légumes à feuilles et le lait, et quelques kilomètres pour la viande et les céréales. Une réflexion a été engagée au sein du CODIRPA, après la catastrophe de Fukushima, pour étudier la révision des scénarios d'accident de référence.

Plus largement, bien que cette remarque s'éloigne sensiblement du champ des ECS, il faut souligner ici que l'analyse des conséquences d'un accident majeur sur l'une des centrales du parc nucléaire français devrait aller beaucoup plus loin. La planification de la protection des populations à une échelle territoriale beaucoup plus grande que celle prévue dans les exercices actuels est indispensable sur le plan sanitaire, mais les effets socio-économiques d'un tel accident en France doivent également être analysés. Les conséquences doivent s'envisager sous différents angles :

- un accident conduisant à des relâchements à grande échelle impacterait fortement l'activité économique, à la fois directement par l'arrêt de toute activité dans les zones les plus affectées et par restriction des productions agricoles voire industrielles dans les zones contaminées, et indirectement par la détérioration de l'image des régions concernées voire de la France entière et son impact sur des secteurs essentiels à l'économie tels que l'activité touristique ;
- un accident majeur sur un des réacteurs du parc français pourrait, selon son caractère plus ou moins générique et compte tenu du degré très élevé de standardisation du parc, conduire à la décision de fermer aussi rapidement que possible un palier entier voire l'ensemble du parc. Une réduction rapide de la production nucléaire, qui représente aujourd'hui plus de 75 % de la consommation d'électricité en France, aurait des conséquences importantes sur l'économie et la vie quotidienne ;
- au vu de la place du nucléaire dans la politique énergétique et des conséquences éventuelles d'un tel accident, la question peut même être posée de savoir si la société et l'économie françaises seraient résilientes à une catastrophe du type de celle de Fukushima.

7. Approche globale sur les risques, intégration de la sécurité

(Yves Marignac)

Conformément à une limite fixée très tôt au cahier des charges, les rapports ECS sur les centrales s'inscrivent dans le seul champ de la sûreté, entendue comme l'évaluation, la prévention et la protection contre les situations accidentelles, et n'abordent pas le domaine de la sécurité, qui prend en compte les agressions intentionnelles relevant d'actes de malveillance, d'actions terroristes voire, le cas échéant, de situations de guerre.

Cette limite liée à la séparation forte des régimes réglementaires et des autorités contrôlant l'un et l'autre domaine est également présentée comme nécessaire pour protéger une éventuelle réévaluation de la sécurité des centrales du secret défense sans compromettre la transparence des évaluations complémentaires de sûreté. Cette séparation est en partie artificielle dans l'analyse technique et peut même constituer un obstacle à l'efficacité des mesures envisagées. En effet :

- si les scénarios relevant de la sûreté et de la sécurité peuvent aboutir au même type de situations d'accident grave sur les réacteurs, les événements initiateurs de ces situations sont par définition très différents ;
- par conséquent, les vulnérabilités des dispositifs, des ouvrages et des équipements aux actions malveillantes ne coïncident pas avec les vulnérabilités aux situations accidentelles. De ce fait, les dispositifs de protection contre les premières et les secondes n'obéissent qu'en partie aux mêmes principes, et la compatibilité des objectifs de sûreté et de sécurité doit être assurée dans la conception de ces dispositifs ;
- il est donc a minima très important pour les ECS, indépendamment d'un processus plus approfondi à mener dans le cadre de la sécurité, d'intégrer le type de menaces envisagées en termes d'actes de malveillance, et le rôle à jouer par les dispositifs de sûreté afin de protéger les installations d'un scénario d'accident grave face à ces menaces.

Certains scénarios d'actes de malveillance sont proches de ceux que l'on peut prendre en compte dans une approche déterministe pour l'évaluation de la sûreté. Il s'agit par exemple des chutes d'avion : l'approche classique de sûreté conduit à ne retenir que les chutes d'appareils dont la probabilité, compte tenu de divers éléments dont la densité du trafic aérien et la fiabilité des différents types d'avion, est jugée plus grande qu'un risque sur un million par réacteur et par an. Cette approche a conduit à ne retenir que le risque de chute d'un avion de tourisme dans le référentiel de sûreté des réacteurs français, et à ajouter le risque de chute d'un avion de chasse militaire dans le référentiel de sûreté des réacteurs allemands ; cette exigence a été intégrée dans la conception du projet EPR. La même approche a conduit à écarter le risque de chute d'un avion de ligne, jugé trop improbable¹⁷⁴. On pourrait toutefois, dans une logique déterministe et enveloppe, considérer dans la démonstration de sûreté la protection vis-à-vis d'une telle chute à titre accidentel.

On doit en tous cas, depuis le 11 septembre 2001, prendre en compte une telle menace du point de vue de la sécurité. Avec, il faut le souligner, une différence fondamentale : un avion tombant accidentellement frapperait la centrale au hasard, ce qui réduit la probabilité qu'il atteigne les parties les plus sensibles dans les conditions les plus pénalisantes, alors que des terroristes projetant un avion contre la centrale chercheraient au contraire à les atteindre.

La protection actuelle des réacteurs d'EDF contre le risque de chute d'avion, telle qu'elle a été dimensionnée par l'approche de sûreté, repose essentiellement sur la robustesse de l'enceinte du bâtiment réacteur à l'énergie mécanique fournie par le choc, sans commune mesure avec la charge que représente la chute d'un avion de ligne¹⁷⁵. Les autres bâtiments, y compris les zones sensibles que constituent le bâtiment combustible, la salle de contrôle ou encore les postes d'alimentation en énergie, ne bénéficient pas de la même protection mécanique, la sûreté reposant alors sur des dispositions de conception et de conduite visant à minimiser les conséquences pour le cœur d'une atteinte de ces équipements. L'efficacité de ces dispositions pourrait être remise en cause dans le cas d'une charge supérieure à celle retenue dans le dimensionnement. La protection du réacteur EPR à la chute d'avion est renforcée dans son dimensionnement par rapport aux réacteurs actuels pour prendre en compte la chute d'un avion de chasse, et par l'extension d'une « coque béton » au-delà du seul bâtiment réacteur. Le cas de la chute d'un avion commercial reste hors dimensionnement. Les conclusions des études hors dimensionnement correspondantes sont couvertes par le secret défense ; les autorités et l'exploitant assurent qu'elles montrent une robustesse satisfaisante, bien que des études intermédiaires d'EDF¹⁷⁶, confidentielles mais rendues publiques en 2005 par le Réseau Sortir du nucléaire, semblent indiquer le contraire¹⁷⁷.

Par ailleurs, le risque d'utilisation d'un avion de ligne comme projectile contre les centrales nucléaires n'est pas le seul à prendre en compte. Les dégâts potentiels d'une attaque par un camion bourré d'explosifs ont été envisagés dès 1981 par la NRC, et différents scénarios d'attaque d'autres parties que le bâtiment réacteur par des petits aéronefs kamikazes, par des barges ou par roquette ou missile doivent être envisagés ; pour les centrales situées en bord de mer, le lancement contre le site d'un tanker géant chargé par exemple de gaz de pétrole liquéfié (GPL) doit également être considéré¹⁷⁸.

Un autre type de scénario important à considérer concerne le sabotage d'installations. Un sabotage des lignes à très haute tension reliant une centrale au réseau peut engendrer une situation de PTAAE. Mais les hypothèses les plus graves impliquent un sabotage de l'intérieur des installations les plus sensibles, soit par des employés soit par des intrus. En introduisant plusieurs militants dans différentes centrales en

¹⁷⁴ RFS-I.2.a. 1980

¹⁷⁵ La RFS I.2.a du 5 août 1980 (RFS I.2.a, 1980) relative à la protection contre la chute d'avion demande une démonstration de la résistance à deux types d'avions jugés représentatifs de l'aviation générale (aéronefs de masse inférieure à 5,7 tonnes) : le Cessna 210 monomoteur à hélice (1,5 t) et le Lear Jet 23 biréacteur (7,5 t), tous deux supposés frapper l'enceinte à la vitesse de 100 m/s. La chute d'un avion commercial de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de tonnes (77 t pour un Airbus 320, jusqu'à 560 t pour un Airbus 380) et dont la vitesse peut atteindre 250 m/s peut libérer, selon les hypothèses, de 80 à 2 500 fois plus d'énergie cinétique. Il faut y ajouter l'apport en énergie thermique du feu des dizaines à centaines de tonnes de kérosène chargées par l'appareil, lui-même supérieur à l'apport en énergie mécanique. Voir par exemple WISE-Paris 2001-09.

¹⁷⁶ Réseau Sortir du Nucléaire 2006

¹⁷⁷ Réseau Sortir du Nucléaire 2006

¹⁷⁸ Voir Schneider 2001.

décembre 2011, l'association Greenpeace a mis en évidence le risque d'intrusion et la nécessité de renforcer, sur ce plan également, les dispositifs de protection en place¹⁷⁹.

Enfin, un nouveau type de scénario émerge avec les hypothèses de plus en plus crédibles d'attaque à distance des équipements électriques d'une centrale et même du système de contrôle-commande d'un réacteur, via une agression électromagnétique ou informatique. Les dégâts que semblent avoir provoqué une attaque de ce type conduite en 2010 sur les installations nucléaires iraniennes ont démontré la possibilité d'atteindre ce type d'installations par un virus informatique. Ce virus, Stuxnet, reconnu par certains experts comme la forme la plus sophistiquée de « malware » connue aujourd'hui, ne visait apparemment pas à provoquer une catastrophe sur l'usine d'enrichissement de l'uranium et sur le réacteur¹⁸⁰ qu'il a touchés mais plutôt à endommager des équipements pour limiter voire empêcher leur exploitation. La question reste ouverte de savoir si une attaque du même type pourrait être conçue pour provoquer un accident majeur sur une centrale, mais la menace est à prendre au sérieux.

Dans une note consacrée au virus Stuxnet, l'IRSN estime qu'une telle menace ne concerne sur le parc EDF que le réacteur EPR en construction à Flamanville, dont les spécificités du contrôle-commande conduisent cependant l'IRSN à conclure qu'il n'est pas vulnérable à une attaque de ce type¹⁸¹. Toutefois, l'IRSN souligne à juste titre la nécessité d'une approche systémique dans l'évaluation de ce problème :

Cet événement confirme l'intérêt d'une démarche d'analyse critique, fondée sur un examen détaillé des systèmes et non sur des indicateurs comme le retour d'expérience, qui pourraient conduire à accepter un système non pas parce que sa sûreté a été démontrée mais simplement parce que ses failles n'ont pas encore été révélées.

Bien sûr, ces différentes hypothèses peuvent se cumuler et leur combinaison doit être envisagée en n'oubliant pas que par principe, l'impact maximum lié à cet effet cumulatif peut être recherché dans une action malveillante. Il ressort de ce tableau général que les actes de malveillance qui peuvent être envisagés contre les centrales nucléaires impliquent des agressions en partie communes, mais en partie aussi distinctes et potentiellement plus lourdes que les événements considérés dans la démarche de sûreté, même dans le cadre majorant par rapport au référentiel actuel de la démarche ECS. En conséquence, il n'est pas possible de se reposer sur l'idée que les renforcements de la robustesse des réacteurs auxquels va conduire la réévaluation post-Fukushima de leur sûreté sont enveloppes des renforcements à envisager du point de vue de la sécurité.

¹⁷⁹ Fillon 2011-12, Le Monde 2011

¹⁸⁰ Coughlin 2012

¹⁸¹ IRSN 2010-09-30

V. Application de la démarche ECS aux réacteurs existants : les cas de Gravelines, Flamanville et Civaux

(Yves Marignac)

Le caractère extrêmement générique des rapports ECS d'EDF et le choix de mettre en avant l'homogénéité qu'elle prête au niveau de sûreté de son parc est utile pour engager la réflexion sur la réévaluation globale de la démarche de sûreté des centrales. Il est toutefois nécessaire, à la fois pour juger de l'adéquation des conclusions d'EDF à la réalité des sites et rendre plus concrètes les questions posées par le retour d'expérience de Fukushima pour les réacteurs français, d'appliquer également site par site l'analyse critique de la démarche ECS.

La méthode choisie par EDF pour conduire ses évaluations complémentaires de sûreté consiste à « plaquer » une démonstration générique, aussi commune que possible à l'ensemble du parc, sur les données et caractéristiques propres à chacune des installations. Les rapports ECS, bien qu'étant publiés site de centrale par site de centrale, ne proposent pas une réévaluation réellement individualisée de chacune d'entre elles qui reste dans tous les cas à préciser dans la suite du processus. Les informations spécifiques à chaque centrale fournies dans les rapports ECS ou disponibles par ailleurs permettent d'apporter un éclairage complémentaire sur les limites de la démarche à son stade actuel.

L'objectif n'est pas dans le cadre du présent rapport de mener une étude exhaustive sur chacun des 19 sites concernés. Il s'agit plutôt, via l'examen de questions spécifiques qui peuvent se poser sur une sélection de sites, de mettre en perspective les conclusions d'EDF et de tirer des enseignements utiles pour la suite de la démarche. Les éléments présentés dans la suite sont donc bien des éclairages complémentaires de la critique générique développée précédemment qui viennent illustrer sur des points particuliers les faiblesses et les lacunes des ECS.

Les trois sites retenus pour ce volet de l'analyse de la démarche ECS sont Gravelines, Flamanville et Civaux. Ils ont été choisis notamment pour représenter une certaine diversité du parc nucléaire d'EDF en termes de paliers successifs, de mode de refroidissement et d'environnement. Le site de Flamanville présente également l'intérêt de recevoir le projet de réacteur EPR qui fait plus loin l'objet d'une analyse séparée¹⁸².

1. Description des sites dans les rapports ECS d'EDF

Les rapports ECS d'EDF présentent, pour chacune des centrales, un état récapitulatif succinct de chaque installation comprenant :

- la localisation géographique et administrative du site ;
- les installations nucléaires de base (INB) réglementairement répertoriées sur le site, avec leurs principales caractéristiques. Sont notamment précisés les dispositifs d'alimentation électrique et d'alimentation en eau du site ;
- les installations non nucléaires internes au site ;
- l'environnement industriel et les risques engendrés par l'installation (autres installations industrielles, réseau routier et ferroviaire, activités portuaires, canalisations et transports de matières dangereuses...).

¹⁸² Le rapport ECS d'EDF pour le site de Flamanville est ainsi constitué de deux parties essentiellement distinctes, la première consacrée aux deux réacteurs en exploitation et la seconde au réacteur EPR en construction. Sauf mention contraire, les références au rapport ECS de Flamanville se réfèrent dans la suite de ce paragraphe à la première partie, et dans le paragraphe suivant consacré à l'EPR à la seconde partie.

1.1. Caractéristiques des installations et des sites

On rappelle ci-après quelques caractéristiques présentées par EDF pour chacun des trois sites plus particulièrement étudiés dans la suite de ce chapitre.

Site de Gravelines

Le Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines est implanté en bordure de la Mer du Nord, sur le territoire de la commune de Gravelines dans le département du Nord, à environ 21 km à l'Est de Calais et à 16 km à l'Ouest de Dunkerque. Le CNPE de Gravelines comprend six réacteurs rassemblés dans trois INB (n° 96, n° 97 et n° 122), appartenant tous à la filière des réacteurs à eau sous pression (REP) et au palier 900 MWe - CP1 : chaque tranche comporte une chaudière nucléaire à trois boucles de 2 775 MWth de puissance thermique nominale et une installation de production d'électricité de 900 MWe. Leur enceinte de confinement est constituée d'une enceinte externe en béton armé et d'une peau d'étanchéité métallique interne ancrée dans le béton.

Cinq des six réacteurs fonctionnent en gestion « MOX hybride », avec 30 % au maximum de combustible MOX au plutonium et à l'uranium appauvri et 70 % de combustible UOX à l'uranium enrichi. La tranche 5 fonctionne avec du combustible UOX. Tous les combustibles ont un taux de combustion maximal de 52 GW.j/t. Chaque réacteur dispose d'une piscine de déchargement du combustible et de désactivation (piscine BK). Les puissances résiduelles du combustible entreposé dans les piscines, estimées par EDF au 30 juin 2011, varient de 0,366 MW (tranche 5) à 1,702 MW (tranche 4) pour une puissance résiduelle maximale autorisée en piscine BK de 10 MW.

Le site de Gravelines présente la particularité d'être localisé dans une zone de très forte activité industrielle où les installations nucléaires cohabitent donc avec de très nombreuses installations industrielles à risque. EDF recense ainsi 22 installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) soumises à autorisation dans un rayon de moins de 10 km de la centrale, dont 8 installations industrielles classées au seuil haut de la directive Seveso. La plus proche d'entre elles est le site de dépôts de pétrole, produits dérivés et gaz naturel des Appontements Pétroliers des Flandres (APF) exploité par Total à moins de 2 km des réacteurs. De même, le site se caractérise par la proximité d'un trafic maritime parmi les plus intenses au monde. EDF recense pas moins de 13 zones de trafic identifiées comme principales sources de risques plus ou moins fréquentées par des « tankers » transportant des produits pétroliers, du gaz liquéfié, ou divers produits chimiques. En lien avec l'intense activité industrielle et portuaire de la région, le site du CNPE de Gravelines est également bordé de nombreuses infrastructures de transport fluvial (un fleuve côtier, deux canaux) et terrestres (trois axes routiers dont une autoroute, une ligne ferroviaire, l'oléoduc de la société APF ou encore une grosse canalisation de gaz à 2,5 km du site).

Site de Flamanville

Le site EDF de Flamanville est implanté en bordure de la Manche, sur la côté nord-ouest de la presqu'île du Cotentin, sur des falaises granitiques situées sur le territoire de la commune de Flamanville, à environ 21 km de Cherbourg. Le CNPE de Flamanville comprend deux réacteurs constituant les INB n° 108 et n° 109. Il s'agit de réacteurs REP du palier 1 300 MWe - train P'4. Chaque tranche comporte une chaudière nucléaire à quatre boucles de 3 817 MWth de puissance thermique nominale et une installation de production d'électricité d'environ 1 300 MWe. Leur enceinte de confinement est constituée d'une enceinte interne en béton armé précontraint et d'une enceinte externe en béton armé sans peau d'étanchéité métallique.

Les deux réacteurs fonctionnent en gestion « GEMMES » avec du combustible UOX enrichi à 4 % à un taux de combustion maximal de 52 GW.j/t. Chaque réacteur dispose d'une piscine de déchargement du combustible et de désactivation (piscine BK). Les puissances résiduelles du combustible entreposé dans les piscines, estimées par EDF au 30 juin 2011, sont de 2,280 MW (tranche 1) et 0,560 MW (tranche 2) pour une puissance résiduelle maximale autorisée en piscine BK de 11 MW. Leur enceinte de confinement est constituée d'une enceinte interne en béton armé précontraint doublée d'une peau métallique étanche et d'une enceinte externe en béton armé. Le site de Flamanville abrite aussi la construction du réacteur EPR,

qui constitue l'INB n° 167. Sa chaudière nucléaire comprend quatre boucles pour une puissance thermique nominale d'environ 4 500 MWth¹⁸³, couplée à une installation de production d'électricité d'environ 1 650 MWe (traité au Chapitre VI).

Le rapport ECS d'EDF décrit le site de Flamanville comme éloigné de toute activité industrielle pouvant présenter des risques immédiats : aucune ICPE soumise à autorisation n'est présente dans un rayon de 5 km autour du site, ni aucune installation Seveso dans un rayon de 10 km. Les infrastructures et activités de transport sont dans l'ensemble assez éloignées : le port de Cherbourg est à plus de 20 km, les principales routes de navigation à 40 km et 70 km, les routes proches sont des départementales et la voie ferrée la plus proche est à 15 km, ainsi que le proche réseau de gaz naturel haute pression.

Site de Civaux

Le CNPE de Civaux est implanté sur la rive gauche de la rivière Vienne, sur le territoire de la commune de Civaux, à 32 km de Poitiers. Le site comprend deux réacteurs, constituant les INB n° 158 et n° 159. Ces deux tranches appartiennent au palier 1 400 MWe - N4. Chacune se compose d'une chaudière nucléaire à quatre boucles de 4 270 MWth de puissance thermique nominale alimentant une installation de production d'électricité d'une puissance d'environ 1 400 MWe. Leur enceinte de confinement est constituée d'une enceinte interne en béton armé précontraint et d'une enceinte externe en béton armé sans peau d'étanchéité métallique.

Les deux réacteurs fonctionnent en gestion « ALCADÉ » avec du combustible UOX enrichi à 4 % à un taux de combustion maximal de 52 GW.j/t. Chaque réacteur dispose d'une piscine de déchargement du combustible et de désactivation (piscine BK). Les puissances résiduelles du combustible entreposé dans les piscines, estimées par EDF au 30 juin 2011, sont de 0,530 MW (tranche 1) et 1,180 MW (tranche 2) pour une puissance résiduelle maximale autorisée en piscine BK de 14,1 MW.

Le site de Civaux est inscrit dans un environnement peu dense en activités où certaines infrastructures sont néanmoins suffisamment proches pour être signalées. Une seule ICPE soumise à autorisation (une fabrique de meuble) est recensée par EDF dans un périmètre de 5 km, et aucune installation Seveso n'est présente dans un rayon de 10 km. La Vienne est une rivière non navigable, et les seules grosses infrastructures de transport proches sont donc une route nationale passant à 4 km du site, une voie ferrée passant à 1,8 km du site, et deux gazoducs connectés respectivement distants de 3 km et de 6 km.

1.2. Commentaires sur la présentation des sites dans les rapports ECS d'EDF

La présentation succincte donnée de chaque site dans le rapport ECS d'EDF correspondant ne fournit qu'une vision partielle des éléments d'information générale à prendre en compte pour la suite de l'analyse. En particulier, il est regrettable qu'aucune information complémentaire ne soit donnée à ce stade sur plusieurs points :

1. Hormis les données globales sur la nature du combustible et la thermique des piscines, aucune considération n'est donnée à la caractérisation du potentiel de danger lié à l'inventaire de matières dangereuses. Ainsi :
 - a) contrairement aux prescriptions du cahier des charges, l'information essentielle que constitue l'inventaire radiologique de chaque installation n'est pas fournie. Cette information pourrait utilement être complétée d'une information sur les masses mises en jeu dans le cœur de chaque réacteur d'une part et dans la piscine de chaque tranche d'autre part ;
 - b) les rapports ECS devraient également rappeler quelle est la forme physico-chimique du combustible (oxyde), rappeler la géométrie des assemblages combustibles et préciser la nature du gainage utilisé (zircaloy) ;
 - c) la présence périodique et temporaire dans les piscines de combustibles neufs en attente de chargement n'est pas mentionnée alors qu'elle devrait, conformément aux prescriptions du cahier des charges, être signalée ;

¹⁸³ La puissance thermique de fonctionnement prévue à la mise en service est un peu moindre, à 4 300 MWth.

- d) à un degré moindre, il serait également utile que les rapports mentionnent au titre de cet inventaire la présence d'entrepôts sur le site de déchets radioactifs de faible et moyenne activité à vie courte issus de l'exploitation, dans l'attente d'une évacuation.
2. Contrairement aux préconisations du cahier des charges, les rapports ECS d'EDF restent très succincts sur la description des caractéristiques techniques et des spécificités de chaque installations. Il manque ainsi des points importants pour la suite, et notamment :
- a) de manière générique, la seule information donnée sur les ouvrages concerne la nature de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur, sans même d'indication sur son volume ou son épaisseur. Ce point n'est pas suffisant, et des éléments importants tels que la disposition des différents bâtiments autour du bâtiment réacteur, l'implantation de la salle de commande, ou les caractéristiques de la piscine et de son enceinte de confinement devraient être précisés ;
 - b) hormis les indications sur la nature des enceintes de confinement ou le nombre de boucles de générateurs de vapeur (GV), aucune information n'est fournie sur les dispositifs plus ou moins spécifiques aux différents paliers d'un site à l'autre ou aux différentes tranches au sein d'un même site ;
 - c) en dehors de quelques données telles que les cotes des alimentations en eau, aucune information de nature topographique n'est fournie sur l'implantation des différents équipements du site, à la fois les uns par rapport aux autres et par rapport à la configuration générale du lieu.
3. La description de l'environnement de chaque site ne présente aucune indication sur la géographie naturelle du site. Si des données précises sur l'évaluation du risque sismique ou d'inondation sont fournies par la suite, les informations contenues dans le rapport ECS ne permettent pas d'apprécier de manière plus globale la nature du site du point de vue de son insertion géologique ou hydrologique. Par exemple, la nature argileuse des sols à Gravelines, par opposition au contexte granitique de Flamanville, ou l'insertion de la plate-forme de Gravelines dans une plaine inondable constitueraient des éléments précieux d'information qui manquent pour apprécier la suite.
4. Les informations fournies sur l'environnement du site du point de vue des activités humaines susceptibles de causer une agression externe sont plus détaillées. Elles permettent d'apprécier les risques liés à la présence d'installations industrielles et d'infrastructures de transport. Cette information est toutefois peu utile à la suite de la démonstration développée par EDF dans ses rapports ECS, dans la mesure où la question d'une agression externe accidentelle d'origine non naturelle est explicitement exclue de leur champ. Néanmoins, cette information n'est pas complète, par exemple :
- a) les installations classées à risque au titre de la réglementation ICPE sont mentionnées, mais pas les installations nucléaires de base (INB) proches qui sont pourtant susceptibles, en cas d'accident sur leur propre site conduisant à des rejets significatifs de radioactivité, d'affecter la conduite des réacteurs d'EDF. C'est en particulier le cas à Flamanville où la proximité de l'usine de La Hague, distante de seulement 18 km, n'est pas mentionnée ;
 - b) les activités de transport de matières nucléaires vers le site (combustibles neufs) et depuis le site (combustibles irradiés) sont également des activités susceptibles de générer sur le site ou à proximité un risque radiologique particulier qui devrait être mentionné ;
 - c) aucune mention n'est faite du transport aérien, pourtant susceptible d'affecter les installations dans l'hypothèse d'une chute d'avion. Les couloirs aériens et le type ou la fréquence des avions qui les empruntent devraient être mentionnés comme éléments d'appréciation des risques liés à l'environnement de chaque centrale.
5. Les infrastructures de transport ne sont évoquées que sous l'angle des risques externes, au même titre que les installations industrielles implantées à proximité (cette information, utile en soi, n'est cependant utilisée à aucun moment dans la suite de chaque rapport ECS, dans la mesure où la question). Ces infrastructures mériteraient, en vue de l'analyse à mener dans le cadre des ECS sur la gestion des situations les plus dégradées, d'être également présentées sous l'angle de l'accessibilité du site dans ces situations. Plus largement, des indications générales sur les moyens de secours matériels et humains mobilisables à différentes échelles de proximité du site, par exemple la distance et les moyens de casernes de pompiers, constitueraient une information utile à ce stade.

6. Enfin, dans la mesure où les rapports ECS peuvent, par leur cahier des charges, conduire à l'étude de situations d'accident entraînant des conséquences radiologiques hors des sites, il serait également utile de caractériser l'environnement de chaque site dans le rapport ECS correspondant sous l'angle de la gravité potentielle de ces conséquences hors sites. À cette fin, la caractérisation des sites pourrait inclure des indicateurs permettant d'apprécier la sensibilité sanitaire et économique, tels que la densité de population, d'emplois ou de production de valeur dans un périmètre géographique donné (en termes de rayon autour du site et/ou de zone administrative).

2. Conclusions génériques d'EDF applicables aux centrales de Gravelines, Flamanville et Civaux

La vision extrêmement homogène de la sûreté de son parc développée par EDF dans les rapports ECS se traduit dans les synthèses et conclusions apportées à chaque rapport. Ainsi, les conclusions des trois rapports sur Gravelines, Flamanville et Civaux sont malgré les différences de ces sites et des réacteurs qui y sont implantés, identiques à quelques points de détail près.

Résultats de l'évaluation pour le domaine réglementaire de sûreté

EDF formule d'abord un avis sur l'état des réacteurs vis-à-vis de leur référentiel actuel, en rappelant qu'une vérification de l'état du référentiel et de la conformité des installations a été menée dans le cadre des ECS. Les conclusions mentionnent un ou deux points à réexaminer dans le cadre de l'analyse de l'impact sur la sûreté du cumul d'écarts¹⁸⁴ mais sont identiques et favorables pour Gravelines, Flamanville et Civaux¹⁸⁵ :

[C]ompte-tenu de leur conception initiale, des réexamens de sûreté opérés sur ces réacteurs et des dispositions prises pour maîtriser en permanence les points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur, **la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté montre une bonne robustesse de l'état de sûreté des réacteurs (...) vis à vis de leur domaine réglementaire de sûreté.**

Résultats de l'évaluation complémentaire de robustesse au-delà du domaine réglementaire

D'une manière générale, EDF montre à l'issue des études ECS une très grande confiance dans la robustesse de ses installations vis-à-vis de situations allant au-delà du référentiel actuel telles qu'on peut les envisager après Fukushima. Là encore, la conclusion est identique pour Gravelines, Flamanville et Civaux¹⁸⁶ :

Les analyses détaillées effectuées dans les chapitres précédents du rapport montrent **qu'en ce qui concerne les moyens préventifs de protection des installations contre les effets d'un séisme et d'une inondation, le niveau de robustesse actuel procure une marge satisfaisante au-delà du dimensionnement.**

Ces analyses montrent également **une bonne robustesse des moyens de secours en place en cas de perte totale et cumulée des sources électriques et de refroidissement, en particulier compte tenu du nombre de lignes de défense prévues à la conception et supposées perdues de façon déterministe dans les scénarios les plus pénalisants de la présente évaluation.**

Enfin, pour les accidents graves extrêmes, ces analyses confirment l'apport que constituent, en termes d'intégrité de l'enceinte et donc de protection des populations vis-

¹⁸⁴ Les points mentionnés à ce titre par EDF concernent :

- un point générique à l'ensemble du parc, qui concerne les réserves d'eau au circuit secondaire et le calcul du comportement physique de l'eau sous le couvercle de cuve dans les situations de repli en cas de séisme cumulé avec une PTAE, et pour lequel EDF étudie une conduite de repli particulière ;
- pour Gravelines, un point spécifique au palier 900 MWe lié à la sensibilité de la tenue au séisme des échangeurs du système d'échantillonnage nucléaire, en cours de traitement ;
- pour Flamanville, un point spécifique au palier 1 300 MWe lié à la tenue au séisme du tronçon commun du système de réfrigération intermédiaire du réacteur, en cours de traitement.

¹⁸⁵ Gravelines ECS 2011, p.325 (pdf)

¹⁸⁶ Gravelines ECS 2011, p.325 (pdf)

à - vis d'éventuels rejets radioactifs, les moyens mis en place suite aux accidents de TMI et Tchernobyl.

De façon plus précise, après un rappel des différents principes retenus pour évacuer la puissance au niveau du cœur comme des piscines et de la nécessité pour y parvenir de disposer de moyens de pompage, de réserves d'eau et de contrôle-commande « organisés en lignes de défense successives redondantes et diversifiées selon le concept de défense en profondeur », EDF apporte les conclusions suivantes sur les cas les plus extrêmes :

- pour ce qui concerne le cœur du réacteur :
 - a) s'il ne subsiste qu'une pompe pour alimenter les générateurs de vapeur (soit une pompe électrique soit une turbopompe non électrique des GV¹⁸⁷) et sans aucun moyen de reconstituer les réserves en eau, **le délai avant entrée en fusion du cœur est a minima d'un jour pour Gravelines et Civaux et d'un jour et demi pour Flamanville ;**
 - b) si aucune pompe ne subsiste et sans aucun moyen de réinjecter de l'eau au circuit primaire, **le délai avant entrée en accident avec fusion du cœur est de quelques heures ;**
 - c) dans cette situation extrême, le scénario retenu par EDF est la pressurisation lente de l'enceinte, qui apporte une autonomie de un à trois jours selon les scénarios avant rejets significatifs dans l'environnement par le dispositif U5 équipé d'un filtre à sable ;
 - d) en particulier, les recombineurs présents dans l'enceinte éviteraient toute déflagration d'hydrogène ;
 - e) enfin, si aucun moyen de secours n'est mis en place, la percée du radier interviendrait au-delà de plusieurs jours ;
- pour ce qui concerne la piscine du bâtiment combustible, le délai avant le début du découvrement des assemblages de combustible usé est de plus d'un jour si le réacteur est en début d'arrêt de tranche après déchargement du cœur et de plusieurs jours dans toutes les autres situations¹⁸⁸.

À l'issue de cet examen, EDF écarte donc tout scénario de perte du confinement de l'enceinte du réacteur autre que celui d'un éventage maîtrisé à l'issue d'une pressurisation lente, et tout scénario de rejet significatif lié au découvrement du combustible en piscine. Le seul scénario de rejet significatif retenu est celui d'une ouverture U5, pour lequel EDF note, du fait que ces rejets sont limités par rapport à une rupture brutale du confinement et filtrés, notamment le césium¹⁸⁹ :

[C]es rejets resteraient très inférieurs à ceux enregistrés à Fukushima avec, en particulier, une très faible contamination à long terme des territoires autour de la centrale.

Tout en soulignant le caractère extrême et peu plausible des situations étudiées dans le cadre des ECS, EDF résume ses propositions, génériques à l'ensemble du parc, pour développer des parades supplémentaires à ces situations et renforcer la robustesse des moyens de gestion de crise, soit :

- en termes de parades supplémentaires, qu'EDF juge compatibles avec les délais d'autonomie évalués précédemment :
 - a) la mise en place d'un nouveau moyen de réalimentation des réserves en eau pouvant alimenter les GV, le circuit primaire ou la piscine combustible en recourant à d'autres réserves en eau que celles actuellement prévues¹⁹⁰ ;
 - b) le renforcement de la robustesse des turbopompes d'alimentation des GV et de leur support contrôle-commande vis-à-vis des séismes et des inondations ;
 - c) la mise en place pour chaque tranche d'un diesel supplémentaire dit d'ultime secours (DUS), robuste aux inondations et aux séismes, dimensionner pour alimenter une motopompe d'injection aux GV, aux circuits primaire ou dans la piscine ;

¹⁸⁷ EDF signale ici une différence notable entre le palier 900 MWe, qui présente une turbopompe GV par réacteur, et le palier 1 300 MWe qui dispose de deux turbopompes GV par réacteur. Gravelines ECS 2011, p.326 (pdf), note 3 de bas de page.

¹⁸⁸ Gravelines ECS 2011, p.326 (pdf)

¹⁸⁹ Gravelines ECS 2011, p.326 (pdf)

¹⁹⁰ EDF ne précise pas quelles pourraient être ces nouvelles réserves dans les conclusions des rapports ECS pour Gravelines et pour Civaux. En revanche pour Flamanville, les conclusions d'EDF évoquent spécifiquement deux solutions : d'une part, la mise en place de motopompes autonomes puisant dans la nappe phréatique, d'autre part l'utilisation des bassins SEA surplombant les falaises.

- d) outre ces moyens fixes, la mise en place au niveau national de la FARN qui doit acheminer sous 24 h sur le site des moyens « plug and play » pour réinjecter de l'eau dans les GV, dans le circuit primaire ou dans la piscine ;
- en complément, EDF propose de mener des études sur :
 - a) le renforcement de la robustesse au séisme des dispositifs de filtration des rejets en cas de la dépressurisation de l'enceinte (filtre à sable du système U5) ;
 - b) les exigences pour garantir la disponibilité de structures, systèmes et composants (SSC) non couverts par le référentiel actuel mais dont l'utilisation est nécessaire dans les situations étudiées ;
- enfin, concernant les conditions d'intervention et la gestion de crise :
 - a) le renforcement pour assurer son caractère opérationnel en cas de séisme du bâtiment de sécurité (BDS) actuel ;
 - b) l'étude d'un bâtiment de gestion de crise de proximité permettant une gestion dans la durée d'une crise à l'échelle du site (ce que le BDS, même rendu robuste, ne permet pas) ;
 - c) l'étude d'une base arrière à quelques kilomètres du site permettant à la FARN d'organiser sa logistique d'intervention.

3. Éléments d'analyse complémentaires sur la centrale de Gravelines

La centrale de Gravelines est composée de six réacteurs du palier 900 MWe, dont les constructions ont été engagées entre 1975 et 1979 et dont les mises en service industriel (MSI) sont intervenues entre novembre 1980 et octobre 1985. Ce site est le seul des 19 sites de réacteurs en exploitation à abriter six tranches et par conséquent la plus grande centrale nucléaire du parc EDF. Gravelines présente également l'autre particularité d'être située dans un environnement industriel dense lié aux activités concentrées autour des ports de Calais à l'ouest et de Dunkerque à l'est. La centrale de Gravelines dispose par ailleurs d'une Commission locale d'information (CLI) active qui a formulé différentes remarques et questions à la suite du rapport ECS d'EDF sur la centrale¹⁹¹.

3.1. Présence de combustible MOX

Avec six réacteurs autorisés à utiliser du MOX dont cinq étaient effectivement chargés avec ce combustible au 30 juin 2011, Gravelines est également la centrale qui concentre le plus de combustible MOX en France. La présence de MOX est signalée au début du rapport ECS d'EDF pour Gravelines mais n'est plus considérée dans toute la suite, à aucune étape de l'évaluation du risque. Cette lacune est révélatrice de l'absence de toute réflexion en amont des dispositifs de sûreté sur le potentiel de danger, et sur les choix d'exploitation qui peuvent le réduire ou l'augmenter. Comme on l'a montré plus haut et comme la Commission locale d'information (CLI) de Gravelines l'avait observé lors de l'enquête publique consacrée à la demande d'autorisation du MOX dans les réacteurs n° 5 et 6 de la centrale fin 2006¹⁹², la présence de combustible MOX au plutonium est un facteur pénalisant dans la cinétique des accidents considérés par les ECS comme dans leurs conséquences éventuelles.

La présence de MOX implique par exemple une augmentation globale de la puissance thermique résiduelle à évacuer dans les cœurs et dans les piscines (voir chapitres IV et VII), qui introduit une charge supplémentaire et entraîne une accélération des délais avant les effets fatales dans les scénarios de perte de refroidissement envisagés par le rapport ECS comme dans les autres scénarios accidentels à considérer, tels que les scénarios de rupture du circuit primaire ou de vidange de piscine par une brèche.

La différence de charge thermique s'illustre à la marge dans les données fournies par EDF sur la puissance résiduelle en piscine pour chacune des tranches au 30 juin 2011. La piscine du réacteur n°5, seule tranche n'utilisant pas de combustible MOX, présente la puissance résiduelle la plus faible de la centrale. Elle est environ 1,2 à 4,6 fois inférieure à celles des autres tranches, mais le combustible qu'elle contient est le plus

¹⁹¹ Une partie de ces questions, lorsqu'elles ne sont pas traitées dans les parties précédentes consacrées à la démonstration générique d'EDF, est reprise dans cette section. Voir : CLI du CNPE de Gravelines 2011.

¹⁹² CLI du CNPE de Gravelines 2006

ancien¹⁹³. La puissance dans chaque piscine dépend essentiellement de quatre facteurs : la quantité de combustible entreposé, le délai depuis le dernier déchargement, le taux de combustion du combustible entreposé, et la part de MOX dans le combustible. EDF ne fournit pas d'indications sur les deux premiers facteurs. Le rapport de dégagement thermique entre le combustible usé MOX et l'UOX dépend du délai après la sortie du réacteur. Il est environ trois à quatre fois supérieur à celui de l'UOX après quelques années de refroidissement dans la piscine de désactivation¹⁹⁴.

Compte tenu des propriétés spécifiques du MOX en termes de dégagement thermique mais aussi de criticité, de réactivité ou de radiotoxicité, son utilisation conduit à des mécanismes aggravants dans les scénarios et les conséquences d'accidents graves. Par exemple, en comparaison à l'UOX, le MOX engagé accumule des quantités beaucoup plus importantes de plutonium 240, plutonium 242, curium 242 et curium 244 – tous les radionucléides (et surtout les deux derniers) qui émettent de grandes quantités de neutrons issus de la fission spontanée (voir Chapitre IV). Ces aggravations devraient jouer un rôle très important dans le contexte post-Fukushima, et dans les évaluations de mesures de management d'un accident grave. Nous n'avons pas trouvé ce type de démarche dans la démonstration de sûreté liée au référentiel en vigueur. Cette absence de discussion de ces facteurs liés au MOX dans le rapport ECS sur Gravelines est une lacune grave de la démonstration proposée qui doit impérativement être comblée.

3.2. Conformité de l'installation et vieillissement

Au 30 juin 2011, les six tranches de Gravelines ont pour référentiel l'état de conception après deuxième réexamen de sûreté du palier 900 MWe. Les réacteurs ont tous passé leur deuxième visite décennale (VD2), entre mai-août 2001 pour le réacteur n° 1 et juillet-septembre 2003 pour le réacteur n° 4, puis en mars-juin 2006 et août-décembre 2007 pour les réacteurs n° 5 et n° 6.

L'analyse de conformité présentée dans le rapport ECS de Gravelines confirme les limites de la démarche actuelle de recherche et de traitement des écarts de conformité par rapport aux enjeux de la démarche ECS. D'une part, des écarts connus en lien avec la problématique des accidents graves ne sont pas tous mentionnés et pas tous mis en perspective. D'autre part, des dégradations suspectées mais non évaluées ne sont pas intégrées dans l'étude du risque accidentel, de même que l'incertitude liée à l'existence de dégradations non détectées.

Au registre des écarts identifiés et traités, le rapport ECS de Gravelines fait mention du problème générique d'usure des coussinets affectant le fonctionnement de certains moteurs des groupes diesel. Ce facteur de défaillance n'est toutefois pas examiné dans la suite. Comme on l'a vu dans la section précédente, le fait que les coussinets aient été remplacés par des coussinets neufs n'apporte pas une garantie dans la mesure où le phénomène d'usure semble potentiellement rapide et où ses causes profondes restent surtout incomprises, comme le reconnaît d'ailleurs EDF dans le rapport ECS de Gravelines en assurant que « la recherche (...) se poursuit dans le but d'élaborer un traitement définitif »¹⁹⁵.

Au registre des écarts identifiés et à traiter, EDF signale que les réacteurs de Gravelines présentent des réserves d'eau ASG potentiellement insuffisantes dans certaines situations¹⁹⁶. Ce problème est décrit par EDF dans ses rapports ECS comme un écart de conformité générique à l'ensemble des réacteurs de son parc. En effet le référentiel de sûreté inclut un scénario de perte des alimentations électriques externes (MDTE) au séisme de dimensionnement, situation dans laquelle la perte des pompes du circuit primaire implique de recourir au système de refroidissement des mécanismes de grappes sur le couvercle de cuve pour refroidir l'eau contenue dans le dôme de la cuve. Le repli d'une tranche vers les systèmes

¹⁹³ Au 30 juin 2011, selon les données d'EDF et le calendrier des arrêts de tranche publié par l'ASN, les derniers arrêts de réacteurs et les puissances résiduelles en piscine étaient respectivement : 0,366 MW dans la piscine du réacteur n° 5, arrêté pour rechargement du 12 juin au 14 août 2010, 0,610 MW pour le n° 1, arrêté pour rechargement du 7 août au 5 septembre 2010, 0,451 MW pour le n° 6, arrêté pour rechargement du 4 septembre au 14 novembre 2010, 1,164 MW pour le n° 3, arrêté pour rechargement du 19 février au 1er mai 2011, 1,066 MW pour le n° 2, arrêté pour rechargement du 9 avril au 22 mai 2011, et enfin 1,702 MW pour le n° 4, arrêté pour rechargement à partir du 14 mai 2011 (et redémarré le 10 juillet 2011).

¹⁹⁴ Ellis 2009, Table 4 et Coeytaux et Marignac 2004.

¹⁹⁵ Gravelines ECS 2011, p. 58 (pdf)

¹⁹⁶ Gravelines ECS 2011, p. 57 (pdf)

spécifiques de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) dépend dans ce cas de la capacité des réserves dites ASG pour l'alimentation en eau de secours de refroidissement par les générateurs de vapeur, réserves elles-mêmes supposées non réalimentées avant un certain délai. Or, dans ce scénario de dimensionnement, les réserves ASG pourraient être insuffisantes pour rejoindre comme prévu le RRA. Selon les indications d'EDF, la conduite de cette tranche resterait alors assurée dans un mode dit « gavé-ouvert »¹⁹⁷.

Si EDF signale bien cet écart de conformité découvert en 2006, le rapport ECS pour Gravelines indique simplement qu'EDF a fixé en 2010 les mesures à entreprendre, qui consistent en des « [m]odifications de la conduite incidentelle envisagée à fin 2013 pour ce qui concerne les 6 tranches de Gravelines »¹⁹⁸. La nature de cette modification envisagée dans un contexte antérieur à celui des ECS post-Fukushima n'est pas précisée, et ses conséquences vis-à-vis des situations accidentelles examinées dans ce nouveau cadre ne sont donc pas discutées. En particulier, l'insuffisance constatée dans la situation de MDTE n'est pas rediscutée dans l'examen de la situation H3. Ce point est pourtant particulièrement sensible, dans la mesure par exemple où le rapport ECS d'EDF signale par ailleurs que la réserve d'eau déminéralisée (SER), qui permettrait en situation H3 (perte d'alimentations électrique internes et externes) de réalimenter la réserve ASG, présente en l'absence de requis sismique une faible capacité de tenue au séisme.

En revanche, l'incident générique au palier 900 MWe concernant le déséquilibre potentiel de l'injection de sécurité entre les boucles du circuit primaire n'est pas évoqué dans l'ECS de Gravelines. Ce problème concerne une réévaluation de l'incertitude des appareils régulant le débit entre les trois boucles du primaire, pouvant conduire à un refroidissement insuffisant du cœur dans le cas d'une brèche moyenne sur le primaire. Même si le cas d'une telle brèche n'est pas retenu dans la suite de son ECS par EDF, ce qui pose d'autres questions, ce point entre dans le domaine technique du refroidissement et aurait à ce titre dû être mentionné dans l'analyse de conformité de Gravelines.

Deux incidents recensés récemment sur le site de Gravelines illustrent l'importance des non conformités sur des éléments apparemment secondaires vis-à-vis du comportement des réacteurs dans les situations dégradées envisagées par les ECS, en particulier leur tenue au séisme. Les deux incidents portent sur les circuits d'eau brute secourue (SEC), circuits de sauvegarde qui permettent notamment d'assurer le refroidissement de la piscine et revêtent une importance accrue pour la sûreté dans le contexte post-Fukushima.

Le premier concerne des défauts sur les supports des filtres SEC. Des contrôles effectués en mai 2011 sur le réacteur n° 4 ont permis de déceler des tiges de fixation manquantes ou des supports corrodés sur ces filtres, nécessaires au fonctionnement de chacune des deux lignes du circuit SEC. Les contrôles ont alors été étendus aux autres tranches, révélant des problèmes similaires sauf sur le réacteur n° 6. L'ASN souligne que ces réparations devaient intervenir au plus tôt, les anomalies constatées pouvant conduire, en cas de séisme, à la défaillance simultanée des deux lignes¹⁹⁹. Dans une lettre de suite d'inspection sur le retour d'expérience de Fukushima, peu après la déclaration de cet incident, l'ASN notait clairement²⁰⁰ :

Ainsi la tenue au séisme de ces filtres n'est plus garantie et une perte de l'alimentation en eau brute sur l'ensemble des voies ne peut être écartée. Dans votre déclaration, vous indiquez remettre en conformité les supports de la tranche 4 avec une réparation définitive pendant l'arrêt en cours. Par contre, pour les autres tranches, une solution provisoire est mentionnée. Or, le jour de l'inspection, vous avez indiqué que cette solution n'était pas techniquement réalisable. Actuellement, si la réparation définitive ne pose pas de difficulté technique, elle impose un arrêt des réacteurs concernés. Vous avez choisi de poursuivre l'exploitation des réacteurs. Vous n'êtes cependant pas en mesure de proposer rapidement une solution de réparation en fonctionnement.

En conséquence, sans moyen compensatoire, la tenue au séisme de l'ensemble des voies du système SEC n'est plus garantie pour une durée indéterminée. Une analyse de sûreté doit être menée et vous devez vous positionner sur l'aptitude à la poursuite de l'exploitation des réacteurs dans cette situation.

¹⁹⁷ Gravelines ECS 2011, p. 57 (pdf)

¹⁹⁸ Gravelines ECS 2011, p. 57 (pdf)

¹⁹⁹ ASN 2011-10-07

²⁰⁰ ASN 2011-07-21

Cette position souligne l'absence dans les règles actuelles de critères simples sur le niveau acceptable ou non de dégradation de la sûreté en fonctionnement. D'une part, l'ASN suspecte dans la même lettre que cette non conformité fait suite à une modification de certains supports de filtre « à l'initiative du CNPE » qui « a pu provoquer la mise en œuvre d'une solution technique ne garantissant plus la tenue au séisme des filtres »²⁰¹ : en d'autres termes, la non conformité pourrait en partie avoir été provoquée par des modifications non signalées et relativement anciennes. D'autre part, lors d'une inspection inopinée du chantier de remise en état des supports en novembre 2011, l'ASN a constaté « de nombreuses non conformités » sur les conditions et les résultats de ces opérations²⁰². Ces différents constats n'ont pourtant pas fait l'objet de mise en demeure et n'ont pas eu d'impact sur le calendrier de fonctionnement, d'arrêt et de reprise des réacteurs de la centrale.

Par ailleurs, le constat établi par l'ASN sur la tenue au séisme de ces filtres correspond bien sûr aux niveaux de séismes pris en compte dans le référentiel. Le risque de ruine des filtres est donc encore plus grand pour les niveaux envisagés dans la démarche ECS. Dans son rapport ECS pour Gravelines, remis le 15 septembre 2011, EDF signale ce point parmi les non conformités, mais sans en détailler l'importance et en indiquant que les supports ont été remis en conformité sur les tranches 1, 4 et 5 et le seront lors d'arrêts programmés sur les tranches 2 et 3 en 2012²⁰³.

Le deuxième concerne la tenue au séisme de matériels situés dans les stations de pompage. Ici encore il s'agit de tenue au séisme dans le référentiel. EDF a notifié en décembre 2010 sur plusieurs centrales, dont Gravelines, une anomalie de tenue au séisme de différentes structures métalliques secondaires ou panneaux préfabriqués en béton armé, susceptibles en cas de séisme de venir endommager les pompes, les tuyauteries ou l'instrumentation nécessaires au fonctionnement des circuits SEC. L'ASN a estimé qu'à Gravelines, cette anomalie pouvait provoquer la perte totale des circuits SEC²⁰⁴. Des renforcements ont été programmés et devaient être mis en œuvre en février 2011 à Gravelines, et il n'apparaît pas de non conformité à ce sujet dans le rapport ECS d'EDF. Mais le point intéressant est que selon l'ASN, c'est lors des deuxième réexamens de sûreté qu'une exigence, non prévue à l'origine, a été introduite sur la protection des matériels importants pour la sûreté concernés vis-à-vis d'un endommagement par des éléments secondaires. C'est donc à l'issue des VD2 que ces renforcements auraient dû avoir lieu sur les réacteurs 900 MWe, mais c'est lors des premiers arrêts pour VD3 qu'EDF a constaté l'anomalie.

Au-delà de ces écarts les plus significatifs, de nombreux facteurs de dégradation de l'état actuel de l'installation par rapport à son référentiel, sans être identifiés comme tels pour différentes raisons liées aux limitations de la définition des non conformités, mériteraient également d'être mentionnés et discutés dans le cadre du rapport ECS de Gravelines. Parmi ces points ignorés, on peut signaler les suivants :

- le problème de tenue des chemins de câble au séisme n'est pas pris en compte car ce point ne sera vérifié qu'au cours de la troisième visite décennale. L'IRSN souligne pourtant l'importance potentielle de ce sujet, qui devrait à ce titre être anticipé dans l'ECS de Gravelines comme un facteur d'effet falaise à vérifier²⁰⁵ :
 - a) d'une part, plusieurs centaines d'écarts sur la tenue des chemins de câbles ont été identifiés lors de leur VD3 sur les quatre premiers réacteurs de 900 MWe ayant achevé cet examen. Aussi, à moins d'identifier une cause technique permettant d'exclure la transposition de ce problème aux réacteurs de Gravelines, il convient par précaution de supposer une situation comparable sur les tranches de cette centrale, en particulier les plus anciennes d'entre elles qui atteignent l'étape de la VD3 ;
 - b) d'autre part, le risque de dégradation des chemins de câbles en cas de séisme peut conduire à des pertes de moyens électriques sur différents équipements ou à des incendies, qui constituent des effets induits importants pour l'examen des scénarios d'accident que l'ECS de Gravelines écarte donc à tort ;

²⁰¹ ASN 2011-07-21, p.3

²⁰² ASN 2011-11-29

²⁰³ Gravelines ECS 2011, p. 56 (pdf)

²⁰⁴ ASN 2011-12-23 Avis

²⁰⁵ IRSN 2011 Tome 1, p. 61

- la question de l'état des tuyauteries, particulièrement critique à Gravelines compte tenu de l'agression des aciers en milieu marin, mérite d'être étudiée. Des dégradations récurrentes et multiples sont régulièrement observées sur les tuyauteries sur tous les sites d'EDF et particulièrement sur les sites de bord de mer²⁰⁶. Les observations tirées des inspections, à Gravelines notamment, montrent un nombre important de problèmes de corrosion externe sur les tuyauteries. De plus, dans la grande majorité des cas, le contrôle visuel ne permet pas de détecter des problèmes d'érosion fragilisant les tuyauteries de l'intérieur²⁰⁷. Les défaillances de tuyauteries peuvent notamment entraîner des ruptures dans la chaîne d'alimentation en eau ou autres fluides de certains dispositifs et entraîner des inondations internes qui sont autant de facteurs aggravants de situations accidentelles. Une évaluation du risque lié à l'incertitude sur l'état réel des tuyauteries concernées devrait être menée dans le cadre de l'ECS Gravelines ;
- outre ces deux points d'intérêt particulier à Gravelines compte tenu de l'âge de ses réacteurs les plus anciens et de sa situation en bord de mer, d'autres problèmes mis en évidence par l'analyse des rapports ECS devraient être discutés dans le cadre de la démarche d'évaluation, par exemple :
 - a) la tenue au séisme doit intégrer une incertitude liée aux écarts sur les ancrages de nombreux équipements nécessaires au repli en état sûr, sachant que jusqu'à un quart montrent des défauts nécessitant réparation sur les quatre réacteurs 900 MWe ayant achevé cette analyse d'écart pour leur VD3²⁰⁸ ;
 - b) l'état général des structures ouvragées, et particulièrement des charpentes métalliques devrait être discuté dans le rapport ECS, et avec lui les conséquences d'une éventuelle chute de charge liée à un défaut de leur tenue pour les équipements abrités par ces structures ;
- enfin, en plus d'évaluer chacun de ces facteurs séparément, la démarche ECS devrait considérer les situations de cumul des défaillances envisageables du fait de ces écarts lorsque ceux-ci répondent à une même situation initiatrice de l'accident, par exemple l'ensemble des défaillances liées au séisme.

L'état de conformité au 30 juin 2011 présenté dans le rapport ECS est bien sûr basé sur les écarts connus, qui dépendent du champ des vérifications menées et de la capacité à détecter les écarts dans ce champ. Ces limites impliquent que des non conformités peuvent s'être développées sans avoir encore été décelées. Ainsi, l'inspection menée au deuxième semestre 2011 sur le réacteur n° 1 de Gravelines dans le cadre de sa VD3 a révélé un incident significatif de la prudence nécessaire vis-à-vis de l'apparition de nouveaux écarts sur les réacteurs. EDF a en effet identifié au cours d'un contrôle des défauts sur la paroi interne de la cuve au niveau d'une pénétration de fond de cuve du réacteur²⁰⁹. Le fond de cuve, comme son couvercle d'ailleurs, est traversé d'un certain nombre de tubes destinés à permettre l'introduction d'instruments et de sondes dans le cœur. Le réacteur n° 1 de Gravelines compte 50 de ces tubes appelés pénétrations de fond de cuve (PFC).

Les tubes des PFC sont soudés au fond de la cuve et ces soudures sont connues pour être un point à surveiller vis-à-vis de défauts de corrosion ou de fissures pouvant affecter la robustesse de la cuve. Toutefois, c'est la première fois selon l'ASN qu'une fissure, dont la dimension n'a pas été précisée, est découverte sur une PFC en France²¹⁰. Cette fissure ne présente pas de danger immédiat dans la mesure où la cuve est vide de tout combustible dans le cadre de la VD3. Mais le réacteur reste arrêté car la présence d'une fissure en fond de cuve est préoccupante. En l'état, elle peut conduire à une fuite qui constituerait donc une brèche du circuit primaire. De plus, une fissure en fond de cuve peut selon sa gravité favoriser, dans les séquences accidentelles, une rupture de la cuve initiatrice d'un accident majeur. Par ailleurs, contrairement au traitement de l'apparition de défauts similaires sur les traversées de couvercle de cuve, qui peut conduire au changement du couvercle afin de restaurer les marges de robustesse, ce problème ne

²⁰⁶ IRSN 2011 Tome 1, p. 62 (pdf)

²⁰⁷ IRSN 2011 Tome 1, p. 62 (pdf)

²⁰⁸ IRSN ECS 2011, Tome 1, p. 61

²⁰⁹ ASN 2011-12-20

²¹⁰ Ce phénomène semble rare. L'ASN mentionne que « [d]es dégradations similaires ont été observées aux États-Unis sur le réacteur de South Texas où deux traces de fuite ont été découvertes en 2003 et ont conduit à des réparations » (ASN 2011-12-20). Ce problème est plus connu sur les traversées de couvercles de cuve. C'est ainsi à partir d'une soudure de traversée de couvercle de cuve que s'était développé le problème de corrosion du couvercle de cuve du réacteur de Davis-Besse, précédemment mentionné. (NRC 2008)

pourra pas être totalement corrigé : ainsi, une solution d'obturation de la PFC et de reprise de la fissure est à l'étude.

Cet incident important illustre la nécessité d'intégrer une certaine prudence vis-à-vis des marges et des conformités pour tenir compte de l'impossibilité de connaître en temps réel l'état de tous les points sensibles, et de la possibilité d'usures fortuites ou liées au vieillissement. Cette prudence justifie d'ailleurs aussi l'application d'une approche déterministe par rapport à une approche probabiliste dont les résultats sont trop sensibles à ce type d'incertitude. Aussi, un tel incident implique pour la suite de la démarche ECS de considérer les développements suivants :

- dans un premier temps, il semble indispensable de prendre en compte ce type de fissure et ses conséquences potentielles comme complément de l'ECS de Gravelines ;
- ensuite, il convient d'intégrer la dimension potentiellement générique de ce problème dans la démarche ECS en général pour évaluer ce risque sur tous les réacteurs 900 MWe voire sur l'ensemble du parc ;
- enfin, ce constat confirme la nécessité, pour la complétude de la démonstration ECS, de ne pas exclure comme l'a fait EDF les risques de brèche du circuit primaire comme élément pouvant concourir à la gravité des scénarios accidentels à évaluer.

3.3. Dimensionnement aux agressions externes naturelles

La réévaluation de la tenue aux agressions externes présentée dans le rapport ECS de Gravelines est basée, comme il a été relevé précédemment, sur une démonstration générique visant à justifier, essentiellement sur la base du jugement d'ingénieur des experts d'EDF, des marges de tenue à des niveaux majorés d'agression. Outre les nombreuses réserves sur la dimension générique de cette démonstration, des questions supplémentaires apparaissent dans l'application proposée par EDF aux conditions spécifiques du site de Gravelines.

Concernant le dimensionnement au séisme, la démonstration d'EDF anticipe sans justification sur les renforcements prévus dans le cadre du référentiel de réexamen de sûreté qui seront mis en œuvre lors de la VD3. L'état réel des réacteurs au 30 juin 2011 est le référentiel VD2, et c'est bien par rapport à ce référentiel qu'EDF établit la conformité des six tranches de Gravelines pour la tenue au séisme comme pour les autres sujets : ainsi, EDF justifie l'état des réacteurs par rapport à la référence de la RFS I-2.c et note bien que les nouvelles exigences de tenue au séisme introduites par la RFS 2001-01 seront prises en compte lors de la VD3. Celle-ci a commencé pour le réacteur n° 1, mais la VD3 des six tranches va s'étaler sur plusieurs années pour s'achever aux alentours de 2017 pour le réacteur n° 6. Pourtant, au lieu de s'appuyer sur l'état actuel comme le demande le cahier des charges, c'est sur la base du référentiel VD3 qu'EDF s'appuie pour démontrer les marges sismiques de Gravelines. Compte tenu de l'importance du changement que représente la RFS 2001-01 par rapport à la RFS I-2.c d'une part, et de l'importance de la thématique séisme dans la démarche ECS d'autre part, cette anticipation ne peut être justifiée pour tous les réacteurs du site.

La démonstration des marges au séisme présentée par EDF s'appuie sur une évaluation du séisme de dimensionnement du palier 900 MWe qui se veut enveloppe mais différentes questions sur les spécificités du site ne semblent pas adressées :

- en premier lieu, EDF rappelle que les caractéristiques dynamiques du sol de Gravelines correspondent à un module moyen de 5 000 bars, qui se situe en limite de la fourchette de modules allant de 5 000 à 20 000 bars étudiés pour ce palier de réacteurs ;
- de plus, la CLI souligne la nature particulière des sols argileux de Gravelines, constitués d'argile des Flandres dont l'instabilité est connue mais ne semble pas explicitement prise en compte dans la démonstration²¹¹ ;
- de même, l'IRSN considère qu'un effet de site lithologique est possible alors qu'EDF écarte cette possibilité²¹².

²¹¹ CLI du CNPE de Gravelines 2011, p. 6

Ces différents facteurs propres à Gravelines viennent en complément des nombreuses réserves adressées à la démonstration générique d'EDF pour justifier la réalisation d'une étude plus approfondie prenant en compte les spécificités du site et la sensibilité des marges évaluées par EDF aux différentes incertitudes.

Vis-à-vis du risque d'inondation, la centrale de Gravelines reste comme pour le séisme en attente d'une application des dispositions issues de précédentes réévaluations du référentiel de sûreté : ainsi, la mise à niveau de la centrale dans le cadre du REX du Blayais n'est pas achevée. Les modifications et travaux qui n'ont pas encore été réalisés incluent la rehausse et le renforcement de la protection contre la houle et le secours électrique des pompes de relevage SEO.

La démonstration présentée par EDF sur l'aléa inondation soulève par ailleurs un certain nombre de questions justifiant un approfondissement :

- tout d'abord, la démonstration d'EDF écarte le risque d'un tsunami, dont la hauteur maximale est estimée à 2 m, au motif que la valeur retenue pour majorer la cote majorée de sécurité (CMS) est enveloppée d'une telle variation. Ce point nécessite, compte tenu de la sensibilité du thème du tsunami dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima, une justification plus poussée ;
- la CLI s'interroge par ailleurs sur la valeur de cote maximale retenue et sa majoration, en observant une certaine confusion entre les cotes de référence de la côte marine qui servent de base pour le calcul de ces deux valeurs²¹³. Nous n'avons pas pu approfondir ce point qui doit être vérifié car l'écart est suffisant pour remettre en cause la capacité de protection du site par la dune artificielle qui fait face à la mer et présente une protection à la cote de 9,04 m²¹⁴ ;
- la CLI note que l'évaluation des risques d'inondation au niveau des terrains situés à l'arrière de la centrale par rapport au front de mer s'appuie sur une étude de 1982 et souligne la nécessité de mettre cette information à jour²¹⁵ ;
- la conjonction de phénomènes de forte pluie, de courant, de houle est de nature à générer et charrier de nombreux débris capables d'entraîner un risque de colmatage et d'arrêt des pompes qui doit être considéré ;
- enfin, le cas d'une inondation durable n'est pas étudié. Il peut s'agir d'une inondation des terrains arrière du site conduisant à son isolement, dont les conséquences doivent être étudiées, mais aussi d'une inondation du site lui-même. En effet, les scénarios supposent que dans tous les cas l'inondation de la centrale est liée à une marée haute, exceptionnelle ou conjuguée à un autre phénomène, et cesse avec le retrait des eaux à marée basse : cette hypothèse doit être étayée en évaluant le risque d'un colmatage des voies d'évacuation de l'eau par des débris.

La CLI relève par ailleurs la sensibilité de la démonstration d'EDF aux valeurs retenues en soulignant qu'une majoration de 1 m sur la CMS entraîne si cette cote est atteinte une situation de perte totale de la source froide (H1) et des alimentations électriques externes et internes (H3)²¹⁶. Ce point démontre la nécessité, contrairement à la démarche suivie par EDF, d'étudier une augmentation progressive de l'aléa pour identifier les seuils conduisant à des effets falaise. Il montre également l'importance d'assortir cette démarche d'une solide analyse de sensibilité.

En complément, la prise en compte du risque de grand vent conduit à identifier de nombreux équipements situés à l'extérieur des bâtiments et à ce titre vulnérables aux effets d'arrachages de certaines pièces d'une part et d'endommagement par des projectiles transportés par le vent d'autre part. Ces équipements comprennent, comme le rappelle la CLI, les aéroréfrigérants des diesels situés en toiture, les matériels périphériques du SER, des gaines d'extraction d'air, des instrumentations, des vannes ainsi que les matériels nécessaires à l'extérieur des locaux en situation d'urgence. Ces matériels doivent être recensés, abrités ou renforcés.

²¹² IRSN 2011 Tome 1, pp. 78-81.

²¹³ CLI du CNPE de Gravelines 2011, p. 7

²¹⁴ EDF, ECS Gravelines, Chap. 3 p. 13

²¹⁵ CLI du CNPE de Gravelines 2011, p. 7

²¹⁶ CLI du CNPE de Gravelines 2011, p. 8

Par ailleurs, le risque d'agression de la centrale par un accident survenant sur une installation ou un transport industriel, considéré dans les ECS comme une conséquence secondaire d'une agression naturelle majeure, mérite une attention particulière à Gravelines compte tenu de la densité de son environnement industriel. La centrale dispose ainsi de systèmes spécifiques de protection contre les risques d'explosion, d'incendie et de marée noire. En particulier, un système de rampes d'aspersion permet de refroidir les parois exposées à un incendie extérieur au site, et un barrage flottant ainsi que des masques écrémeurs disposés à l'entrée du canal d'amenée du site protègent le site d'une pollution par des hydrocarbures.

Les dispositifs de protection de la centrale contre les agressions dues aux activités hors de la centrale sont globalement dimensionnés pour résister aux accidents considérés comme plausibles sur les installations et les infrastructures de transports concernées. Or, comme l'IRSN le souligne pour le cas des installations classées pour l'environnement (ICPE) situées autour des centrales, les niveaux d'agression qu'elles-mêmes sont susceptibles de connaître en cas d'agression naturelle relèvent en général de la même approche probabiliste que celle à l'œuvre pour le dimensionnement de la centrale nucléaire elle-même²¹⁷. Ces scénarios d'accident sont par exemple basés sur le même type d'évaluation du niveau maximum de séisme ou d'inondation à prendre en compte. Comme il est bien pointé par l'IRSN, la cohérence de la démarche ECS implique de réévaluer les accidents considérés pour chacune des installations ou des types de transport concernés dans une logique déterministe : en conséquence, celui-ci estime de façon générale que « les exploitants devront réviser l'évaluation des risques liés à l'environnement industriel interne et externe au site », en veillant à « identifier de façon déterministe l'ensemble des phénomènes dangereux pouvant impacter les INB » et à « évaluer [leurs] conséquences sur les INB potentiellement fragilisées suite à un séisme ou une inondation »²¹⁸. La nécessité d'élargir ainsi la démarche ECS à l'environnement industriel du site est particulièrement cruciale à Gravelines où cet environnement est, comme on l'a vu, très dense.

Plusieurs points liés aux évolutions industrielles du site portuaire et à son interaction avec la centrale de Gravelines restent par ailleurs posés. Il s'agit notamment du creusement d'un tunnel entre le CNPE et le port méthanier et de son interaction avec la circulation des méthaniers dans l'avant-port Ouest de Dunkerque, où une pollution marine doit être envisagée en relation avec les scénarios de perte potentielle de la source froide pour les condenseurs. EDF s'est par ailleurs engagé à évaluer, sans l'avoir fait à ce stade dans le rapport ECS, l'impact potentiel d'un oléoduc enjambant le canal d'amenée de Gravelines et de sa passerelle sur le site, en particulier vis-à-vis des moyens nécessaires à la sûreté et à la gestion de crise en situation accidentelle.

3.4. Vulnérabilités et scénarios d'accident

Les conclusions tirées par EDF sur les scénarios accidentels et leurs conséquences relèvent essentiellement d'une démonstration générique, dont les limites ont été discutées dans chapitre IV de ce rapport. Sur ce point comme sur les étapes précédentes, certaines spécificités du site de Gravelines apparaissent en outre absentes ou insuffisamment prises en compte dans le rapport ECS d'EDF. Ainsi, des éléments potentiellement aggravants dans l'initiation de scénarios accidentels ou leur déroulement doivent être intégrés à l'évaluation de sûreté avant de poursuivre la réflexion engagée sur les renforcements de sûreté.

Du point de vue des situations redoutées prises en compte dans la démarche ECS, le site de Gravelines possède notamment une caractéristique qui n'est pas suffisamment étudiée dans le rapport d'EDF avec son canal d'amenée qui longe les six tranches entre la plage et le site. Ce canal présente en particulier deux vulnérabilités spécifiques qui ne sont pas étudiées dans la démonstration d'EDF :

- vis-à-vis du risque sismique, les soutènements du bord du canal, constitués d'une paroi moulée côté terre et d'une gabionnade côté mer, doivent rester stables pour garantir le débit de la source froide. Leur stabilité a été évaluée dans le cadre de la VD3 en considérant un niveau sismique SMS. EDF indique que pour des niveaux de séismes supérieurs au SMS, des études complémentaires sont à réaliser²¹⁹ ;

²¹⁷ IRSN ECS 2011, Tome 1, pp. 194-195

²¹⁸ IRSN ECS 2011, Tome 1, pp. 194-195

²¹⁹ Gravelines ECS 2011, p. 74 (pdf)

- le canal présente surtout un problème au niveau de la séparation entre le canal de rejet et le canal d'amenée. L'ensemble des deux canaux forme un chenal avec deux voies parallèles, longeant tout le front de mer de la centrale et enfermé par différents ouvrages : il est séparé sur sa longueur de la mer par une dune stabilisée à une cote de 9 m, et des tranches de la centrale par un muret à 6,54 m, avec à son entrée une digue de protection à 6,54 m également empêchant un écoulement vers l'accès est de la centrale, et à son autre extrémité un muret à 6,34 m. Le canal de rejet, situé plus haut que le canal d'amenée, en est séparé par des gabions en palplanches d'une cote de 5,66 m, alors que la cote de sécurité est de 6,12 m. Ainsi il existe un risque qu'en situation d'affaissement de la séparation ou d'inondation au-delà de sa cote le rejet chaud s'effectue dans la source froide, avec des effets qui doivent être évalués.

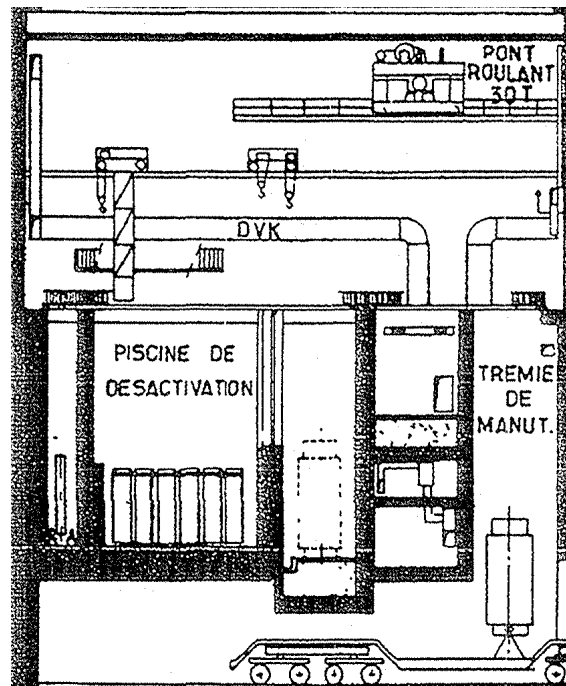
Comme l'a montré l'analyse critique du cahier des charges des ECS et de la démonstration générique, les scénarios d'agression externe majorée d'une part, et de perte postulée de toute alimentation électrique et/ou source froide d'autre part ne constituent pas une enveloppe de tous les scénarios accidentels à prendre en considération dans le cadre d'une véritable réévaluation de la sûreté. Parmi les autres scénarios à étudier, un point évoqué dans le rapport ECS de l'IRSN illustre cette nécessité. Il s'agit du risque de chute d'un emballage de transport dans la fosse de chargement et de déchargement du combustible.

Le bâtiment combustible (BK), qui abrite la piscine d'entreposage du combustible, communique dans tout réacteur avec le bâtiment réacteur (BR) à proprement parler d'une part, pour charger et décharger le combustible dans le cœur, et avec l'extérieur d'autre part, pour introduire le combustible neuf et renvoyer le combustible usé. Si le combustible neuf ou usé peut être manipulé directement entre BR et BK via un canal de transfert sous eau, l'échange avec l'extérieur s'effectue en partie à sec, le combustible étant alors conditionné dans son emballage de transport. Dans les réacteurs du palier 900 MWe, et donc dans les six tranches de Gravelines, cette manipulation s'effectue par le haut : le combustible neuf est réceptionné dans son emballage en pied de bâtiment, puis levé via une trémie de manutention pour être ensuite déposé sous eau dans une fosse adjacente à la piscine, où l'emballage peut être ouvert et le combustible transféré sous eau dans la piscine elle-même ; on procède aux mêmes opérations en ordre inverse pour sortir du BK le combustible usé.

Les emballages de différents types utilisés pour le transport présentent tous des dimensions et une masse du même ordre de grandeur. Le combustible est en général transporté en colis TN 12, un emballage pouvant contenir jusqu'à 12 assemblages. Le colis TN 12 présente une forme relativement cylindrique et mesure environ 6,15 mètres de long pour 2,50 mètres de diamètre. Sa masse est d'environ 98 tonnes tout à vide et peut atteindre 110 tonnes une fois le colis chargé. Au cours des opérations de manutention réalisées dans les réacteurs de Gravelines, le colis est levé jusqu'à 27 mètres au-dessus de la dalle du BK²²⁰. Une chute de cette hauteur d'une telle masse est évidemment susceptible d'engendrer des dégâts importants sur les structures impactées, d'autant plus que le colis lui-même est conçu pour subir le moins de déformation possible au cours d'un accident.

²²⁰ IRSN ECS 2011, Tome 2, p. 48

Figure 2. Installations du bâtiment combustible destinées à l'introduction de combustible neuf et à l'évacuation de combustible irradié de la centrale, exemple de Gravelines.



Source : EDF (plan extrait du dossier de demande d'autorisation d'EDF à introduire et à utiliser du combustible MOX dans les réacteurs 5 et 6 de la centrale nucléaire de Gravelines (INB n° 122), soumis à enquête publique du 20 septembre 2006 au 20 octobre 2006, p. 257).

Une étude publiée en 2002 par l'IRSN sur la modélisation de la tenue du colis TN 12 aux chocs a notamment analysé différentes chutes d'une hauteur de 8 mètres sur une dalle épaisse en béton armé. L'étude conclut que « dans tous les cas, l'endommagement du béton est très important : de nombreuses armatures plastifient, la flèche maximale atteint environ 1 m, et le risque de perforation de la dalle est important »²²¹.

Les dispositions prises contre la chute d'une telle charge portent à la fois sur la réduction du risque de chute et sur l'amortissement d'une chute éventuelle, soit pour les réacteurs de Gravelines :

- le pont lourd fait l'objet de nombreuses dispositions visant à le renforcer et le fiabiliser pour réduire la probabilité d'une chute de l'emballage de transport en toutes circonstances, d'opération normale comme accidentelle. Il est notamment dimensionné pour assurer le maintien d'un emballage en cours de manutention en cas de séisme d'un niveau SDD ;
- la construction du BK intègre plusieurs dispositifs amortisseurs, dont les principaux sont un matériau amortisseur sous la dalle béton de la zone de manutention, et un joint interne entre la zone de manutention et la piscine désolidarisant la seconde d'un choc éventuel dans la première²²².

²²¹ IRSN 2003 Vallée et Piot

²²² Les plus anciens réacteurs de Gravelines figurent parmi les premiers où ce joint entre piscine et zone de manutention a été introduit, puisque le réacteur n° 1 de Gravelines est le premier mis en service après les six réacteurs 900 MWe du palier dit CP0 : il s'agit des deux réacteurs de Fessenheim, où seul l'amortissement sous la zone de manutention existe, et des quatre réacteurs du Bugey où aucun de ces deux dispositifs d'amortissement n'existe. Pour ces six réacteurs, la protection contre une chute d'emballage ne repose que sur la réduction de sa probabilité par la fiabilisation du pont. Cette ligne de défense ne peut être considérée comme suffisante dans la démarche d'évaluation déterministe de la protection contre les accidents engagée dans le cadre des ECS. L'IRSN recommande d'ailleurs dans son rapport ECS que pour ces six réacteurs, « EDF propose des dispositions complémentaires de limitation des conséquences d'un accident de chute d'un emballage en intégrant, dans les cas de charge à prendre en compte, le niveau d'aléa sismique à retenir dans le cadre des ECS ». IRSN 2011 Tome 2, p. 49

Les études menées ou à mener pour mieux caractériser le risque de dégradation des éléments constructifs, et particulièrement de la piscine, en cas de chute d'un emballage de transport sont en partie communes aux réacteurs 900 MWe du palier CPY (c'est-à-dire hors CP0) et aux réacteurs 1 300 MWe du palier P4 (dont Flamanville) qui présentent la même configuration. L'IRSN note dans son rapport ECS qu'il avait constaté dans le cadre du réexamen de sûreté VD3 des différences très importantes dans les résultats présentés sur les niveaux de choc, entre les études du rapport de sûreté d'une part et une étude plus récente portant spécifiquement sur l'intégrité d'un emballage de transport en cas de chute dans un BK d'autre part. Selon l'IRSN, EDF a indiqué dans le cadre de l'instruction des ECS que les études complémentaires destinées à confirmer l'efficacité des dispositifs d'amortissement actuels seraient finalisées fin 2011 pour le palier P4 et fin 2012 pour le palier CPY²²³.

Ces études, pour être conclusives dans le cadre de la démarche ECS, ne devront pas se limiter à la confirmation de la tenue du colis d'emballage et de la résistance des ouvrages en béton dans le cadre des hypothèses de dimensionnement actuelles. Il s'agit notamment, vis-à-vis du risque de chute, de sortir d'une démarche probabiliste et d'analyser la tenue du pont lourd à un séisme de niveau ECS potentiellement supérieur au séisme de dimensionnement et les scénarios qui pourraient conduire à un effet falaise comparable ou plus important par rapport aux seuls scénarios d'évaporation lente de l'eau de la piscine considérés par EDF.

4. Éléments d'analyse complémentaires sur la centrale de Flamanville

La centrale de Flamanville est composée de deux réacteurs du palier 1 300 MWe, dont les constructions ont été engagées respectivement en 1979 et 1980, et dont les mises en service industriel sont intervenues en décembre 1986 et mars 1987. Le site abrite également le chantier de construction du réacteur EPR. Un groupe de travail inter-CLI réunissant des membres des CLI de Flamanville, de La Hague et du Centre de stockage de la Manche (CSM) s'est constitué pour étudier les problèmes posés par le retour d'expérience de Fukushima sur les trois installations nucléaires de la région²²⁴.

4.1. Conformité de l'installation et vieillissement

Au 30 juin 2011, les deux tranches de Flamanville ont pour référentiel l'état de conception après deuxième réexamen de sûreté du palier 1 300 MWe. Les réacteurs ont passé leur deuxième visite décennale (VD2) de février à juillet 2008 pour le réacteur n°1 et de juillet à décembre 2008 pour le réacteur n° 2. Par rapport au palier 900 MWe pour lequel le réexamen de sûreté VD3 est engagé, avec des visites décennales des réacteurs engagées ou à venir comme à Gravelines, la réflexion est moins avancée pour le palier 1 300 MWe, moins ancien. Le dossier générique de réexamen de sûreté VD3, qui sera applicable dans les visites décennales prévues en 2017 et 2018 pour Flamanville, n'est qu'en cours d'élaboration. En d'autres termes, aucune modification significative du dimensionnement ni aucune vérification extensive de la conformité n'est prévue dans le cadre de ce calendrier dans les cinq ans qui viennent.

Si de nombreux points sont renvoyés à cette échéance, les écarts jugés les plus significatifs font cependant l'objet d'un traitement à plus court terme. Toutefois, l'articulation des réflexions engagées dans le cadre des différents processus n'est pas toujours très claire. C'est par exemple le cas concernant l'insuffisance des réserves ASG pour le repli sûr du réacteur dans un scénario de séisme avec perte des alimentations électriques externes. Ce problème identifié en 2006, déjà commenté pour Gravelines, est générique à l'ensemble du parc, tous paliers confondus. Dans son rapport ECS pour Flamanville, comme pour Gravelines, EDF indique que des modifications de la conduite incidentelle sont envisagée mi-2013. En complément, contrairement à Gravelines où cette perspective ne semble pas évoquée, les mesures qu'EDF indique avoir « défini et annoncé en 2010 » comprennent des modifications matérielles. EDF précise dans le rapport ECS que « l'instruction de ces modifications matérielles est en cours » et que « les conclusions seront communiquées avant fin 2012 à l'ASN »²²⁵.

²²³ IRSN 2011 Tome 2, p.49 (pdf)

²²⁴ Une partie de ces questions, lorsqu'elles ne sont pas traitées dans les parties précédentes consacrées à la démonstration générique d'EDF, est reprise dans cette section. Voir : GT INTER-CLI 2011.

²²⁵ Flamanville ECS 2011, p. 56 (pdf)

Cette orientation semble pourtant peu compatible avec l'orientation proposée par EDF dans la perspective du réexamen de sûreté des réacteurs 1 300 MWe, rapportée par l'IRSN dans la synthèse de son avis sur ce programme de réexamen également publiée en 2010²²⁶. Selon l'IRSN, EDF a proposé d'appliquer une méthode par bilan d'énergie pour calculer la consommation d'eau et ainsi « démontrer l'existence de marges sur le volume d'eau ASG » nécessaire à l'arrêt sûr sans recourir à la conduite en état « gavé-ouvert » en cas de séisme et de MDTE. Les études conduites dans le cadre du réexamen de sûreté sont censées se conclure en 2014 pour une première VD3 de réacteur 1 300 MWe en 2015.

Globalement, les différents phénomènes pouvant conduire à des écarts de conformité relevés par l'IRSN pour l'ensemble du parc, et rappelés précédemment à propos de Gravelines, sont applicables aux deux réacteurs en exploitation de Flamanville. Il s'agit notamment de tout ce qui relève de l'état des ancrages, des structures métalliques et des tuyauteries – avec, comme à Gravelines, le facteur aggravant du point de vue de la corrosion que constitue l'environnement marin. Parmi les points identifiés par l'IRSN, seule la question des nombreuses non conformités de tenues de câbles au séisme n'est attribuée qu'aux réacteurs 900 MWe, puisque c'est sur eux qu'elle a été constatée. Elle n'est donc pas directement posée dans le cas de Flamanville.

Bien qu'ils aient été théoriquement traités au fil du temps et ne représentent donc pas d'écarts de conformité au 30 juin 2011 – et n'apparaissent à ce titre pas dans le rapport ECS d'EDF sur Flamanville – divers incidents qui ont émaillé la vie de la centrale témoignent de l'importance de ces phénomènes d'écarts. Par exemple, des corrosions décrites comme « importantes » par l'ASN ont été constatées en mars et avril 2008 sur les tuyauteries de refroidissement des groupes électrogènes, respectivement sur les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale²²⁷. Une fois ces corrosions décelées, les réparations sont intervenues rapidement. Toutefois l'ASN a jugé que le niveau de corrosion atteint témoignait d'une surveillance « insuffisante ». Ainsi, cet incident illustre un des éléments contribuant à l'incertitude des bilans de conformité, qui est la qualité et le sérieux des contrôles effectués.

S'y ajoute un point d'alerte supplémentaire lié à la cinétique du phénomène de corrosion. Lors d'une inspection conduite respectivement deux et sept mois après les arrêts décennaux des réacteurs n° 1 et 2, qui ont donné lieu à une réfection complète de ces tuyauteries, l'ASN a relevé que certaines traces de corrosion se manifestaient à nouveau sur les circuits aérorefrigérants des groupes diesels²²⁸. La seule solution proposée est une maintenance préventive de ces tuyauteries, à Flamanville comme pour toutes les centrales en bord de mer. En complément, pour témoigner de l'ampleur que peut atteindre la corrosion, on peut rappeler que sur une autre partie moins sensible des circuits des diesels, les tuyauteries de dépotage des réservoirs de fuel des groupes diesel, une fuite traversante a pu être observée en novembre 2010²²⁹.

De même, les deux réacteurs de Flamanville étaient concernés par le même défaut de tenue au séisme de matériels des stations de pompage des circuits d'eau brute secourue pouvant selon l'ASN, comme à Gravelines, endommager les éléments des circuits SEC au point de les mettre hors d'état de fonctionner. Le référentiel de sûreté impose de garantir la protection de ces éléments classés importants pour la sûreté vis-à-vis d'une dégradation par des éléments moins robustes. Ce point illustre notamment l'écart qui peut se créer entre un renforcement du référentiel de sûreté, puisque cette exigence n'était pas présente à l'origine, et sa traduction concrète par un renforcement des équipements.

Un écart de même nature semble s'être développé dans l'application du référentiel issu du retour d'expérience du Blayais au niveau de la mise en œuvre de la protection volumétrique (PV) de la centrale. L'inspection de « premier retour d'expérience de l'accident de Fukushima » conduite par l'ASN à Flamanville en juillet 2011, en complément de la démarche ECS²³⁰, a par exemple mis en évidence un problème de cohérence important. La visite a permis d'observer une trémie non bouchée qui se situe au niveau 0 de la plate-forme de l'installation au dessus d'un local de galeries SEC appartenant à la protection

²²⁶ IRSN 2010-05-20

²²⁷ ASN 2008

²²⁸ ASN 2009-03-03

²²⁹ ASN 2011-08-10

²³⁰ ASN 2011-08-10

volumétrique, laquelle vise l'étanchéité des éléments situés strictement sous ce niveau 0. Ainsi, même si le niveau 0 est supérieur à la cote majorée de sécurité (CMS), l'ASN relève que cette voie d'eau possible « remet en cause l'intégrité » de la PV et qu'en ne respectant pas ce principe, la PV mise en place « ne reprend pas l'un des grands enseignements de l'inondation du Blayais ». Outre le bouchage rapide de la trémie visée, l'ASN demande à EDF, en bonne application de ce retour d'expérience, d'étendre la protection volumétrique aux voiles et planchers situés au dessus du niveau 0 de la plate-forme.

Les inspections post-Fukushima ont également permis de mettre en évidence l'insuffisance du contrôle de la protection du canal d'amenée qui alimente la source froide. Cette protection est assurée par une digue dont l'intégrité est régulièrement vérifiée, conformément au programme de maintenance « génie civil » du site, par simple contrôle visuel de la partie émergée de la digue, sans contrôle subaquatique. Or l'inspection a permis de constater sur la digue sud un affaissement « significatif » du musoir, c'est-à-dire de la pointe extrême de la digue²³¹.

Dans un autre registre, un écart de conformité spécifique au palier 1 300 MWe, bien signalé par EDF dans le rapport ECS de Flamanville, semble tout à fait important dans le contexte des scénarios ECS. Il s'agit de la non tenue au séisme de plusieurs supports de ligne du tronçon commun RRI, qui peut entraîner la perte immédiate de ce circuit dans les scénarios dégradés. Selon EDF, cette perte conduirait à la vidange de la voie RRI en service et à la perte du refroidissement de la piscine correspondante. Ce problème, identifié en avril 2010, nécessite un renforcement mécanique des supports qui est à l'étude et qu'EDF n'envisage pas de déployer plus tôt qu'entre 2013 et 2016²³².

Un incident récemment déclaré par EDF pour huit réacteurs du palier 1 300 MWe, dont les deux réacteurs de Flamanville, illustre enfin la non complétude de l'inventaire de conformité présenté par EDF dans son rapport ECS, et la possibilité toujours présente d'écarts ou de défaillances non détectés. Cet incident concerne l'insuffisance en cas de séisme du refroidissement des locaux des groupes diesel de secours²³³. Ces groupes présentent initialement une difficulté à refroidir en cas de séisme liée à l'absence de classement sismique de leur système de ventilation qui pourrait donc être perdu. Or ce refroidissement est nécessaire pour empêcher la perte par échauffement des armoires électriques et par conséquent des groupes eux-mêmes. La procédure prévue dans ce cas par EDF est d'ouvrir la porte du local des armoires électriques pour compenser par une ventilation naturelle la perte de la ventilation mécanique.

Cette procédure suppose bien sûr que l'ouverture de la porte est possible et sera bien réalisée en cas de séisme, ce qui peut être mis en question. Dans le rapport ECS de Flamanville, EDF mentionne d'ailleurs comme non conformité le fait que le délai d'ouverture de la porte nécessaire à l'évacuation de la chaleur est inférieur au délai habituellement retenu pour une intervention humaine. Dans la continuité, EDF annonce des modifications rapides pour qualifier le système de refroidissement des locaux diesels au séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) et la mise à l'étude de solutions pour le qualifier au niveau du séisme majoré de sécurité (SMS)²³⁴.

Des examens complémentaires menés hors ECS ont conduit en novembre 2011 EDF à une conclusion plus sérieuse encore du point de vue des scénarios envisagés dans les études ECS. En effet, le refroidissement assuré par la porte ouverte pourrait ne pas être suffisant pour empêcher une évolution trop rapide de la température dans les locaux. Ainsi, en cas de séisme important de l'ordre du SMS, susceptible d'entraîner une situation de PTAAEE, ce défaut serait de nature à perdre en mode commun l'ensemble des diesels de secours des deux tranches du site, ne laissant que le groupe diesel de secours ultime du site comme moyen d'alimentation électrique, qui dans ces conditions pourrait ne pas répondre à tous les besoins²³⁵. Cet élément nouveau doit donc impérativement être intégré dans une actualisation des scénarios ECS.

²³¹ ASN 2011-08-10

²³² Flamanville ECS 2011, p. 53 (pdf)

²³³ ASN 2011-11-21

²³⁴ Flamanville ECS 2011, p. 57 (pdf)

²³⁵ ASN 2011-11-21

4.2. Dimensionnement aux agressions externes naturelles

Comme cela semble le cas pour l'ensemble des rapports ECS d'EDF au vu des éléments analysés, le rapport ECS de Flamanville développe une démonstration essentiellement générique et basée sur le jugement d'ingénieur pour réévaluer les marges de résistance aux agressions naturelles de la centrale. Cette démonstration appelle de nombreuses réserves au niveau générique que renforcent certaines spécificités du site.

Comme pour l'ensemble du parc d'EDF, le dimensionnement de Flamanville vis-à-vis des agressions externes procède d'un classement à différents niveaux d'exigence des structures, systèmes et composants (SSC) en fonction de leur rôle dans la sûreté aux différentes lignes de la défense en profondeur. L'exigence de classement se concentre sur les éléments principaux. La démonstration de l'efficacité du seul classement de ces éléments aux niveaux d'agression pris en compte dans le référentiel de sûreté doit être étendue dans le cadre de la démarche ECS : en effet, des éléments secondaires non classés, car non nécessaires aux fonctions de sûreté compte tenu du dimensionnement des SSC principaux, peuvent devenir importants pour le fonctionnement des équipements classés dans les scénarios dégradés des ECS : il peut s'agir d'instrumentations, de circuits électriques ou hydrauliques annexes, de systèmes de ventilation, ou autre. Le rapport ECS d'EDF pour Flamanville, comme ceux des autres sites, n'aborde que très succinctement cette question.

À l'articulation entre risque de séisme et d'inondation, le site de Flamanville présente une particularité liée à l'emplacement des réservoirs d'eau brute SEA en sommet de falaise. Ces réservoirs, qui représentent à Flamanville une capacité totale d'environ 150 000 m³, sont donc une source potentielle d'inondation interne du site. Ce risque doit en particulier être étudié en cas de séisme. Ces bassins, dans la mesure où ils ne sont pas sollicités pour la sûreté dans le référentiel en vigueur, ne sont donc pas classés sûreté et ne font pas l'objet d'exigences sismiques. EDF estime dans sa démonstration, sur jugement d'ingénieur, que les bassins SEA de Flamanville sont stables et résistants au séisme, y compris au niveau du SMS.²³⁶ De plus, EDF juge le risque de débordement des bassins par un phénomène de vague induite par le séisme « non plausible »²³⁷. Ces éléments nécessitent d'être étayés par des analyses plus précises et vérifiables.

En revanche, EDF retient le risque de rupture sur les deux tuyauteries qui relient les bassins aux stations de déminéralisation (circuit SEI). En effet, ces tuyauteries ne sont pas dimensionnées au séisme, contrairement par exemple au site de Penly qui présente une configuration similaire²³⁸. EDF considère toutefois que la vidange complète des bassins à laquelle pourrait conduire ces ruptures de tuyauteries reste acceptable du point de vue de ses conséquences en termes d'inondation interne, l'eau étant alors contenue dans les galeries et les salles des machines. Toutefois EDF ne détaille pas ces conséquences et leurs implications par rapport à la suite de la gestion d'une situation accidentelle qui serait provoquée par le séisme. D'autre part, la position des bassins entraîne un risque d'inondation par écoulement gravitaire dès lors que les éléments d'étanchéité séparant les bassins des installations sont perdus. En complément de l'analyse sur la cause sismique, les différentes causes possibles de défaillance de cette chaîne mériteraient d'être précisées.

L'analyse présentée par EDF dans son rapport ECS Flamanville, confirmée tant par l'évaluation globale des rapports ECS par l'IRSN que par l'inspection spécifique au retour d'expérience de Fukushima menée à Flamanville par l'ASN, met en évidence les limites de dimensionnement des dernières lignes de défense vis-à-vis d'événements susceptibles de rompre les premières lignes de défense. Il s'agit en particulier de la non tenue au séisme du bâtiment BDS et des locaux techniques de crise (LTC) ainsi que des bâtiments abritant les moyens mobiles de secours. L'inspection conduite en juillet 2011 soulève un autre problème de dimensionnement du même type à propos des moyens de secours électriques vis-à-vis du risque d'inondation²³⁹. En effet, il s'avère que la protection de la turbine à combustion (TAC), moyen de secours électrique ultime du site en cas de défaillance des groupes électrogènes des deux tranches, n'est pas assurée dans la mesure où celle-ci n'est pas intégrée à la protection volumétrique. En particulier, l'ASN relève que

²³⁶ Flamanville ECS 2011, p. 107 (pdf)

²³⁷ Flamanville ECS 2011, p. 124 (pdf)

²³⁸ IRSN 2011, Tome 1, p. 42

²³⁹ ASN 2011-08-10

son réservoir de carburant, enterré, n'est protégé ni contre une remontée de nappe ni contre une inondation de la plate-forme du site.

Par ailleurs, dans la démonstration du rapport ECS de Flamanville sur les marges de tenue aux événements climatiques extrêmes, EDF envisage pour ce site la valeur générique retenue pour le territoire français d'un maximum de 200 km/h, en s'appuyant sur une étude statistique. L'IRSN note que si cette vitesse est rarement atteinte, il arrive qu'elle soit dépassée. Des vitesses maximales supérieures ont été enregistrées ces trente dernières années, notamment lors de la tempête du 16 octobre 1987 avec des vitesses maximales de 216 km/h à Plougoff, dans la pointe du Raz et surtout dans la Manche à Granville²⁴⁰.

Un incident survenu en décembre 2010 illustre par ailleurs la possibilité d'une agression par la neige, alors que ce thème n'est pas traité dans le rapport ECS. Le poids accumulé peut endommager les structures de bâtiments ou des équipements placés à l'extérieur. Ainsi, la toiture d'un bâtiment annexe s'était affaissée et une partie de la neige était tombée sur des fûts de déchets d'exploitation faiblement radioactifs²⁴¹. Cet incident sans gravité pour la sûreté souligne néanmoins l'intérêt d'une analyse systématique de la tenue des éléments exposés de la centrale à une charge extrême de ce type. La neige peut de plus poser des problèmes particuliers de circulation sur le site puis d'inondation ou d'évacuation d'eau à la fonte.

Enfin, bien que les conditions de canicule ou de froid extrême n'aient pas été étudiées dans la section consacrée aux agressions naturelles autres que le séisme et l'inondation dans le rapport ECS d'EDF sur Flamanville, ce point a été examiné lors de l'inspection de retour d'expérience de Fukushima conduite par l'ASN en juillet 2011²⁴². Une inspection consacrée au thème des agressions externes, en décembre 2010, avait d'ailleurs fait apparaître, selon l'ASN, une organisation « insuffisante » et la nécessité d'améliorer « très rapidement » les règles de conduite grand froid et grand chaud²⁴³. L'inspection de juillet 2010 a mis en évidence un problème significatif vis-à-vis des scénarios étudiés dans les ECS : contrairement à ce qui est en place sur les sites de bord de rivière, il n'est pas prévu de moyen d'apport d'eau chaude à la station de pompage en cas de froid extrême, qui pourrait donc conduire à une prise en gel des équipements correspondants.

4.3. Vulnérabilités et scénarios d'accidents

Le rapport ECS de Flamanville développe la démonstration générique proposée par EDF, avec les différentes lacunes analysées dans les sections précédentes en termes de scénarios, qu'il s'agisse du champ des événements initiateurs, des agressions induites et des conséquences possibles. Certaines de ces limites sont confirmées et parfois renforcées lorsqu'on introduit dans la démonstration des éléments plus précis sur Flamanville qui sont ignorés ou insuffisamment considérés dans la démonstration d'EDF.

Dans son rapport ECS pour Flamanville, comme de façon générique sur tous ses sites, EDF n'étudie pas les facteurs aggravants que peuvent constituer, dans un scénario d'accident, les événements potentiellement induits par une agression externe tels qu'incendies, explosions ou inondations internes. Ce choix s'appuie sur l'hypothèse que la conception, le dimensionnement et les règles de conduite de l'installation permettent, même en situation dégradée par une agression externe, de prévenir et de contenir ces agressions secondaires. Pourtant, différentes observations ne permettent pas de partager cette confiance.

Vis-à-vis du risque d'incendie, par exemple, la maîtrise de départs de feu suppose non seulement un bon fonctionnement des dispositifs de détection, de cloisonnement et de lutte contre l'incendie mais également une bonne gestion des activités et des matériels susceptibles d'entraîner des départs de feu ou de les propager, ainsi que de gêner les accès nécessaires aux moyens de lutte contre le feu. Différentes inspections menées ces dernières années sur le thème de l'incendie à Flamanville illustrent la réalité de ce problème :

²⁴⁰ 2011, Tome 1, pp. 188-189

²⁴¹ EDF 2010

²⁴² ASN 2011-08-10

²⁴³ ASN 2010-12-23 Flamanville

- lors d'une inspection en novembre 2008, l'ASN a par exemple constaté que la configuration du sous-sol du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) du réacteur n° 2, qualifiée de « labyrinthe » et marquée par une faible accessibilité (plafonds bas, obstacles, portes grillagées...) « rendrait un départ de feu catastrophique et une intervention quasi impossible et très risquée »²⁴⁴. De plus, l'inspection a relevé une occupation des locaux « résultant de la deuxième visite décennale » conduisant à des activités susceptibles d'entraîner des départs de feu et à l'accumulation d'un potentiel calorifique important. Un stockage de plusieurs mètres cubes de déchets inflammables a été découvert au niveau du plancher des filtres, et un « parc sauvage » de bouteilles de gaz, dont de l'oxygène et de l'acétylène, était stocké dans la zone de déchets nucléaires du BAN ;
- lors d'une inspection sur le même thème en novembre 2009, encore une fois dans le BAN, il s'est avéré que divers matériels entreposés au niveau du plancher des filtres constitueraient en cas d'incendie un obstacle au passage du moyen d'aspersion contre l'incendie le plus proche, « rendant ainsi inaccessible une partie de la zone »²⁴⁵.

La problématique vis-à-vis du risque explosion porte essentiellement sur la robustesse des installations à l'égard de ce type d'agression induite, en particulier le risque d'explosion lié aux différents circuits d'hydrogène. Bien qu'EDF n'étudie pas ce risque, cette robustesse, par exemple via l'introduction d'exigences de tenue au séisme qui n'existent pas aujourd'hui, repose pour les réacteurs de Flamanville sur le déploiement du référentiel de réexamen de sûreté prévu dans le cadre de leur VD3.

Ensuite, la réflexion engagée dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima doit également porter sur le risque d'inondation interne. Au cours de l'inspection sur ce thème²⁴⁶, les inspecteurs ont par exemple identifié une trémie non bouchée en partie basse proche des réservoirs de distribution d'eau déminéralisée SER et surtout de distribution sur l'îlot nucléaire (SED). L'ASN estime qu'une rupture d'un de ces réservoirs inonderait donc les galeries sous-jacentes pour lesquelles ce risque, notamment au niveau électrique, n'a pas été étudié.

Une autre catégorie d'agressions induites dont EDF ne développe aucune analyse dans son rapport ECS est le risque de chute de charge. Ce problème peut se poser à différentes échelles où des éléments sont susceptibles, en cas de chute accidentelle, de venir heurter, donc potentiellement endommager voire mettre hors service des équipements nécessaires à la sûreté dans les scénarios ECS. Ainsi, des éléments non classés au séisme peuvent, comme on l'a vu plus haut, menacer le fonctionnement des stations de pompage. Les risques de chute d'éléments de structure dont la tenue sismique serait défaillante peuvent également intervenir, par exemple dans le bâtiment réacteur où ils sont susceptibles d'atteindre des dispositifs sensibles comme les équipements du circuit primaire.

La préoccupation porte essentiellement, dans le cadre des ECS, sur les risques de chute en cas de séisme et, pour des éléments situés à l'extérieur des bâtiments, en cas de tempête ou de grand vent. Il faut toutefois souligner à nouveau que cette restriction du champ méthodologique des ECS aux seules chutes de charges induites secondairement ne permet pas de prendre en compte des scénarios pénalisants relevant de chutes fortuites, sans cause externe, qui posent des enjeux différents en termes d'accident. Un scénario de chute de charge particulièrement pénalisant concerne la manutention dans le bâtiment combustible des colis de transport du combustible. Les deux réacteurs de Flamanville font partie du train P4 des réacteurs 1 300 MWe qui présentent sur ce point des caractéristiques semblables aux 900 MWe, dont Gravelines pour lequel ce risque a été discuté précédemment.

Un sujet d'interrogation bien mis en évidence par le rapport ECS de Flamanville concerne la robustesse des moyens complémentaires des équipements prévus dans le référentiel de sûreté sur lesquels EDF s'appuie pour démontrer la sûreté dans les scénarios ECS. Deux exemples peuvent par exemple être donnés à propos du circuit d'eau industrielle (SEI) :

- en premier lieu, EDF valorise le circuit SEI pour réalimenter de manière gravitaire les réservoirs ASG d'alimentation de secours des générateurs de vapeur. Pourtant ce circuit ne présentait pas à la

²⁴⁴ ASN 2009-01-08

²⁴⁵ ASN 2010-02-22

²⁴⁶ ASN 2011-08-10

date du 30 juin 2011, qui doit être la référence pour l'évaluation proposée par EDF, toutes les garanties nécessaires. Ce circuit qui n'est pas classé important pour la sûreté montrait, lorsqu'il a été inspecté par l'ASN en juillet, des « traces de corrosion avancée »²⁴⁷. Une rénovation est prévue mais ce point, inclus l'analyse de l'origine de cette corrosion et de la vitesse à laquelle elle se développe, aurait dû être discuté dans le cadre du rapport ECS ;

- plus largement, les conduites du circuit SEI interviennent dans l'acheminement gravitaire vers la plate-forme de l'eau des bassins SEA, dont EDF propose de faire une solution d'appoint ultime en eau pour le site. Or, comme indiqué plus tôt, ces conduites ne sont pas dimensionnées au séisme. EDF s'est engagé dans le cadre de la démarche ECS à renforcer la tenue sismique de la chambre à vannes et des conduites SEI. Toutefois, pour démontrer la robustesse de cette solution dans toutes les situations dégradées envisagées par les ECS, leur tenue devra être démontrée, pour les conduites et les vannes comme pour les bassins SEA, à toutes les agressions et scénarios envisagés, y compris à un séisme de niveau ECS.

Le troisième registre où les limites de la démonstration ECS des scénarios d'accident proposée par EDF pour Flamanville apparaissent est celui de la cinétique des accidents et des effets falaise sur la perte des barrières successives de confinement. Cette question touche de nombreux aspects discutés dans les différentes sections de ce rapport, depuis la tenue des gaines de combustible en alliage zircaloy à la tenue des enceintes en passant par celle de la cuve du réacteur et du circuit primaire, et celle beaucoup plus fragile du bâtiment combustible.

Un point particulier soulevé par le GT Inter-CLI à propos de Flamanville, mais générique à la démonstration EDF pour l'ensemble des réacteurs porte sur la tenue des joints d'étanchéité sur le circuit primaire à des températures supérieures au domaine de dimensionnement. Ainsi, à Fukushima, divers joints d'appareils sur cuve et du circuit primaire ont perdu leur étanchéité avec la montée en température conduisant au dépassement de leurs valeurs nominales de fonctionnement²⁴⁸. Le problème se pose différemment dans le cas des réacteurs à eau pressurisée d'EDF où les températures atteintes en fonctionnement sont supérieures à celles des réacteurs à eau bouillante²⁴⁹. Les joints des REP sont ainsi conçus pour tenir en fonctionnement à des températures supérieures à celles qui ont été atteintes en dépassement à Fukushima. Ceci n'enlève rien à la question de la tenue de ces joints à une température plus élevée telle qu'elle pourrait être atteinte dans les scénarios de perte de refroidissement considérés. Cette tenue doit être évaluée et les conséquences d'une éventuelle perte d'étanchéité par échauffement de nombreux joints doivent être étudiées. Un tel mécanisme est en effet de nature à créer une ou plusieurs brèches au circuit primaire qui accélèrent les scénarios de découverture du combustible et de fusion du cœur et complexifient leur gestion.

Une question plus cruciale encore se pose à propos de la tenue de l'enceinte. Comme on l'a vu précédemment, le scénario majoré d'accident retenu par EDF à l'issue de sa démonstration ECS, pour Flamanville comme pour les autres sites, est un scénario de relâchement maîtrisé par le dispositif U5 après une montée en surpression de l'enceinte corrélative à une fusion du cœur. Même si EDF ne les retient pas, des scénarios de rupture plus brutale de l'enceinte, inclus le risque d'explosion interne, doivent être considérés pour mener l'analyse ECS à son terme. Comme cela a été discuté dans la section précédente, dans les deux cas d'une surpression lente ou brutale, les choix de conception de l'enceinte des 1 300 MWe semblent rendre celle-ci moins robuste.

À ce constat s'ajoute une préoccupation liée au vieillissement du béton des enceintes. Le béton précontraint et le béton armé des enceintes sont soumis à différents phénomènes qui peuvent se combiner pour dégrader la performance des enceintes dans le temps. Ces phénomènes peuvent affecter²⁵⁰ :

²⁴⁷ ASN 2011-08-10

²⁴⁸ GT INTER-CLI 2011, p.30

²⁴⁹ Selon les indications rassemblées par la CLI, les températures nominales dans le circuit primaire des réacteurs REP d'EDF sont typiquement de 286°C en entrée et 323°C en sortie, contre 278°C en sortie dans les réacteurs REB. (GT INTER-CLI 2011, p.30)

²⁵⁰ On trouvera notamment un tableau complet de ces mécanismes dans IAEA-TECDOC-1025, 1998.

- le béton lui-même : les interactions chimiques, la fatigue thermique, le travail mécanique, le phénomène de fluage, l'exposition à l'eau, et bien sûr l'irradiation peuvent provoquer une dégradation de la qualité chimique du béton, de ses propriétés mécaniques, et des fissurations ;
- l'acier des structures de renforcement du béton armé : l'irradiation fragilise l'acier, les cycles de chargement jouent sur la solidarité entre l'armature et le béton, la corrosion de l'acier dégrade et fissure le béton ;
- les câbles de précontrainte : différents mécanismes de corrosion ainsi que l'irradiation fragilisent l'acier des câbles, la température peut entraîner des déformations, un fonctionnement cyclique engendre une fatigue qui peut conduire à terme à la perte de précontrainte, et le fonctionnement accumulé diminue à long terme la force de précontrainte.

Ces phénomènes ont été prévus à la conception pour assurer malgré le vieillissement la tenue des enceintes pendant les durées de vie envisagées. Ils n'étaient toutefois pas suffisamment bien connus pour que leur effet soit parfaitement maîtrisé. Ces pourquoi des tests d'étanchéité sont pratiqués sur les enceintes avant le démarrage des réacteurs, après leur premier arrêt pour rechargement, puis lors de chaque visite décennale. Ces épreuves enceinte consistent à mesurer un taux de fuite au niveau de surpression prévu au dimensionnement, rapporté à un critère réglementaire. Le critère fixé pour les réacteurs 1 300 MWe est de maintenir un taux de fuite de l'enceinte interne inférieur à 1,5 % par jour en condition réelle²⁵¹. Pour tenir compte du fait que les essais réalisés en air et à température ambiante ne sont donc pas représentatifs de ces conditions réelles, qui mettent en jeu un mélange air-vapeur d'eau et où la température de la paroi interne peut atteindre 140 °C, ce taux est ramené à un objectif de fuite inférieur à 1 % lors des essais.

Or, lors de la première visite décennale, en 1997, l'épreuve enceinte du réacteur n° 1 de Flamanville a révélé une dégradation prématurée de son étanchéité par rapport aux résultats observés lors de son épreuve précédente en 1987. Ainsi que l'écrivait alors l'autorité de sûreté nucléaire²⁵² :

Lors de la visite décennale réalisée à la centrale nucléaire de Flamanville (Manche), les tests d'étanchéité des enceintes ont fait apparaître un taux de fuite anormal (1,95 %) de la paroi interne de l'enceinte en béton du bâtiment réacteur, soit presque le double du taux normal.

Les analyses conduites pour identifier la nature et l'origine de ce taux de fuite ont mis en évidence un phénomène de fissuration, essentiellement dans la zone du tampon matériel (le sas permettant l'entrée et la sortie de gros composants dans le bâtiment réacteur). Cette apparition de microfissures traversantes est attribuée au desserrement de la précontrainte et à la déformation du béton. Des problèmes similaires ont par la suite été constatés sur le réacteur n° 2 de Flamanville et sur plusieurs autres tranches 1 300 MWe dans d'autres centrales.

Dès cette époque, l'analyse technique conduisait à un constat inquiétant, ainsi résumé par un rapport parlementaire consacré à l'évolution de la sûreté nucléaire²⁵³ :

Dans leur analyse commune présentée le 21/10/1997 aux groupes d'experts français et allemand GPR et RSK, l'IPSN et la GRS ont souligné que :

- l'absence de chargement thermique de l'enceinte lors des épreuves laisse des doutes quant à la représentativité de ces essais vis-à-vis des situations accidentelles réelles,
- le retour d'expérience français montre que, pour passer l'épreuve avec succès, plusieurs enceintes ont dû faire l'objet de travaux destinés à améliorer l'étanchéité de la paroi interne (pose locale d'un revêtement d'étanchéité sur des zones dites « singulières », initialement fissurées lors de la construction de l'ouvrage, ou difficiles à précontraindre).

²⁵¹ Selon des indications fournies en 1997 par l'IPSN (devenu en 2001 l'IRSN), dans un courrier de D. Quéniart au GSIEN, « ceci permet de limiter les conséquences radiologiques à la limite du site, calculées de façon très pessimiste dans les dossiers de sûreté, à des valeurs de l'ordre de 6 mSv (dose efficace par inhalation) et 110 mSv (dose à la thyroïde par inhalation) en 24 heures ; un calcul plus réaliste donne des valeurs de l'ordre de quelques dizaines de microSv (dose efficace par inhalation) et du mSv (dose à la thyroïde par inhalation) ». (IPSN 1997)

²⁵² DSIN 1997

²⁵³ OPECST 1998. Ce rapport tirait notamment de ce constat la conclusion que pour les réacteurs du futur (dont l'EPR), « cette garantie ne pourra être apportée que par l'utilisation de moyens techniques supplémentaires, tels que la mise en place d'une peau d'étanchéité ».

De plus, les résultats des dernières épreuves décennales des tranches Cattenom 3, Flamanville 1 et Cattenom 1 montrent également la particulière sensibilité de la zone singulière constituée par « l'accès matériel », où des microfissures traversantes sont apparues, lors des épreuves, après quelques années de perte de précontrainte par vieillissement du béton.

Ce retour d'expérience (...) montre que la précontrainte, bien que d'ores et déjà très importante et pratiquement au maximum de ce qui est techniquement faisable aujourd'hui, ne permet pas de garantir l'étanchéité de la paroi interne en tous points et durant toute la durée de vie de l'ouvrage.

Dans son rapport annuel pour l'année 2010, l'ASN tirait sur ce phénomène le bilan suivant²⁵⁴ :

Les résultats des épreuves décennales pour les enceintes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe ont permis d'identifier une évolution des taux de fuite de la paroi interne de certaines de ces enceintes. Cette évolution résulte notamment des effets combinés des déformations du béton et de la perte de précontrainte de certains câbles. Bien que ces phénomènes aient été pris en compte à la conception, ils ont parfois été sous estimés.

En conséquence, en cas d'accident, certaines zones de la paroi seraient susceptibles de se fissurer, ce qui conduirait à des fuites. Pour pallier ce phénomène, EDF a mis en œuvre un programme de réparation préventive qui vise à restaurer l'étanchéité des zones les plus affectées. Ces travaux sont réalisés à chaque visite décennale. À la fin de l'année 2010, les travaux ont été réalisés sur vingt-deux réacteurs sur vingt-quatre. Tous les réacteurs concernés auront fait l'objet de travaux en 2012.

Les travaux de « restauration » de l'étanchéité consistent en fait en l'application en surface d'un matériau composite sur les zones identifiées comme fuyardes de la paroi interne. Ce traitement, appliqué à titre curatif après la mise en évidence du phénomène, est désormais appliqué à titre préventif sur les tranches concernées lors des visites décennales, avant la mise en épreuve de l'enceinte. Ainsi, les épreuves enceintes réalisées pour la VD2 sur les tranches 1 et 2 de Flamanville en 2008 ont été précédées de la pose de ce matériau et ont produit des résultats conformes aux seuils autorisés. C'est pourquoi, bien que les microfissures traversantes ne soient traitées qu'à travers un traitement surfacique, ce point ne fait pas l'objet d'une non conformité et n'est donc pas du tout abordé dans le rapport ECS d'EDF sur Flamanville.

L'efficacité de cette résine et sa tenue dans le temps restent sujettes à caution. D'une part, l'exemple de Flamanville montre un degré d'usure important, puisqu'une application est apparue nécessaire avant la VD2 alors qu'un premier traitement avait eu lieu après la VD1. D'autre part, cette résine ne vise qu'un renforcement en surface par rapport à la porosité créée par des micro-fissures établies, et n'a pas de rôle vis-à-vis d'une éventuelle dégradation de la tenue mécanique du béton dans son épaisseur²⁵⁵. Ainsi, le test de tenue à la surpression lente au niveau de 5 fois environ la pression atmosphérique ne présage pas de la tenue structurelle de l'enceinte à une surpression plus forte ou à une montée en pression plus brutale. De plus, la présence de ce composite renforce l'incertitude sur la représentativité des épreuves enceintes par rapport à des conditions accidentelles mettant en jeu sa tenue et son comportement vis-à-vis du béton dans des conditions de température et d'atmosphère beaucoup plus agressives. Par ailleurs, l'application de cette protection surfacique avant l'épreuve empêche de mesurer l'évolution de la dégradation structurelle de l'enceinte.

Le vieillissement de l'enceinte, tel qu'il a pu être observé à Flamanville, est pourtant un facteur démontré de dégradation de la tenue de l'enceinte. Aux États-Unis, où des critères de « fuite », de « rupture » et de « rupture catastrophique » sont définis, l'étude du comportement d'une enceinte en béton précontraint dans différentes hypothèses de vieillissement montre une augmentation du risque de perte du confinement, voire un abaissement du seuil de pression correspondant à chacun de ces critères²⁵⁶. Cette étude souligne par ailleurs qu'il n'existe pas de moyens de prévoir la dégradation avant sa découverte, et que le degré de perte de robustesse est très sensible à la nature et à la localisation spécifique de la dégradation. Ceci implique d'étudier de façon détaillée chaque scénario envisagé.

²⁵⁴ ASN 2011-03

²⁵⁵ Communication personnelle par courrier électronique avec l'IRSN, 26 janvier 2012. (IRSN 2012)

²⁵⁶ La fuite est définie comme « une ouverture qui stopperait la montée en pression de l'enceinte mais ne conduirait pas à une dépressurisation en moins de 2 heures », la rupture comme « une ouverture qui conduirait à une dépressurisation rapide (en moins de 2 heures) », et la rupture catastrophique comme « la destruction de portions majeures de la structure de confinement ». (Sandia 2006)

Au final, la question de la tenue de l'enceinte des réacteurs de Flamanville constitue une lacune majeure dans le rapport ECS d'EDF. La résine appliquée avant la VD2 assure certes, tant qu'elle reste intègre, une étanchéité de l'enceinte aux conditions de montée en pression d'un APRP prévu dans le dimensionnement. Mais elle n'offre pas de garantie de tenue à la surpression lente de l'accident grave examiné par EDF dans son ECS, et encore moins à l'explosion interne qui ne peut plus être écartée comme cause d'accident majeur. Au contraire, la robustesse moindre de ces deux enceintes induite par leur conception sans liner métallique, et les dégradations observées dans la qualité de leur béton lors des premières épreuves décennales constitue un facteur d'alerte. En particulier, au-delà de la caractérisation générique de la tenue des enceintes 1 300 MWe à ces différents scénarios qui reste à étudier, l'exemple de Flamanville montre la nécessité de tenir compte dans ces études de l'état réel de chaque enceinte, dont la fatigue peut jouer un rôle négatif à plusieurs niveaux :

- la baisse de l'étanchéité, qui n'est compensée que par une résine qui semble peu pérenne²⁵⁷, se traduit par l'augmentation du niveau réel de fuite à craindre dès le début des scénarios de pressurisation lente prévus par EDF ;
- cette faiblesse peut également conduire à l'abaissement du niveau de surpression engendrant un effet falaise de rupture de l'étanchéité, ce qui correspond à un délai plus court avant la mise en œuvre du dispositif de rejet par filtre à sable U5 prévu par EDF, dont la conduite de la situation accidentelle veut pourtant qu'elle intervienne le plus tard possible ;
- la porosité du béton de l'enceinte interne entraîne par ailleurs une augmentation du risque de perte de dépressurisation de l'espace annulaire entre les deux enceintes, qui peut notamment conduire à une accumulation d'hydrogène et à une explosion menaçant directement l'enceinte externe ;
- l'inétanchéité observée manifeste une fragilisation du béton de l'enceinte interne, qui peut signifier une dégradation de sa robustesse à une éventuelle explosion interne.

5. Éléments d'analyse complémentaires sur la centrale de Civaux

La centrale de Civaux est composée de deux réacteurs du palier N4, dont les constructions ont été engagées respectivement en 1988 et 1991, et dont les mises en service industriel sont intervenues en janvier et avril 2002. Ces deux réacteurs ont été les deux derniers construits en France jusqu'au chantier actuel de construction de l'EPR à Flamanville.

5.1. Conformité de l'installation et vieillissement

Au 30 juin 2011, les deux tranches de Civaux ont pour référentiel l'état de conception à la mise en service industrielle du palier 1 450 MWe ou N4. Le premier réexamen de sûreté du palier est engagé, et la première visite décennale (VD1) s'est déroulée d'août à décembre 2011 pour le réacteur n° 1, celle du réacteur n° 2 étant prévue en 2012.

De construction plus récente que Flamanville et a fortiori que Gravelines, la centrale de Civaux n'est pas encore soumise aux mêmes effets du vieillissement. L'analyse de conformité fait pourtant d'ores et déjà apparaître des écarts significatifs en regard des préoccupations développées dans les ECS. De plus, comme à Gravelines et Civaux, la vie récente de l'installation met en évidence, à travers différents incidents plus ou moins sérieux, des points de vigilance complémentaires qui doivent être intégrés dans la suite de la démarche.

L'un des écarts de conformité relevé par EDF dans son rapport ECS pour Civaux est le problème générique à l'ensemble du parc concernant l'insuffisance des réserves d'eau ASG, déjà discuté dans les cas de Gravelines et de Flamanville. Le problème apparaît rigoureusement de même nature que sur les réacteurs de ces paliers plus anciens. La réponse proposée par EDF pour Civaux illustre toutefois les dérives que peut introduire dans le règlement de tels problèmes leur gestion au cas par cas dans le cadre

²⁵⁷ Cette faible pérennité se manifeste par la nécessité, lors des dernières épreuves décennales à Flamanville et, comme on le verra plus loin, à Civaux, d'appliquer une nouvelle couche avant le test alors qu'un traitement avait déjà eu lieu lors de l'épreuve précédente. ASN-2001-06-08, ASN 2008-07-21, ASN-2011-12-21. Stop Civaux 1999.

d'une réévaluation de périodicité décennale de la sûreté. Ainsi, nous avons vu qu'à Gravelines, la solution définie en 2010, avant le retour d'expérience de Fukushima, consistait à introduire une modification des règles de conduite à l'échéance de fin 2013. À Flamanville, la solution définie en 2010 ajoute des modifications matérielles, qui doivent être proposées à l'ASN en 2012 ; parallèlement, il semble qu'EDF cherche dans le cadre du réexamen VD3 de ce palier, prévu à partir de 2015, à établir une nouvelle méthode de calcul démontrant que les réserves peuvent être suffisantes. À Civaux, le rapport ECS indique que la solution proposée par EDF, également définie en 2010, est différente puisqu'elle consiste en une augmentation des réserves en eau ASG²⁵⁸. Mais cette solution n'ayant pas été intégrée au réexamen de VD1 qui est en cours, elle est en l'état renvoyée à la VD2, prévue en 2020 et 2021. Cette hétérogénéité des réponses apportées selon les paliers à un problème identique montre la nécessité de mieux définir, dans le cadre de la réévaluation de sûreté post-Fukushima, les critères et délais applicables à la mise en conformité avec de nouvelles exigences de sûreté.

Comme à Gravelines et Flamanville, bien que les réacteurs de Civaux soient plus récents, les phénomènes de corrosion à l'œuvre dans les conditions de fonctionnement de la centrale engendrent des écarts de conformité. Ainsi, par exemple :

- parmi les phénomènes observés qui peuvent influencer la tenue des réacteurs aux scénarios envisagés, le rapport ECS retient notamment la perte de qualification au séisme des supports de plusieurs robinets d'alimentation de cellules de refroidissement de l'aérofrigérant SEC sur l'une des voies du réacteur n° 1. Ce problème, en cours de traitement, n'a été détecté qu'en juillet 2011 dans le cadre des contrôles de conformité au risque séisme²⁵⁹ ;
- par ailleurs, les inspections post-Fukushima ont noté la présence de rouille due à des fuites d'eau sur des dalles en hauteur au niveau du réservoir du groupe électrogène du réacteur n° 2. Les inspecteurs ont surtout détecté un problème, non mentionné dans le rapport ECS, de corrosion externe dans la tuyauterie de liaisons des réservoirs à fuel du groupe qui pourrait provoquer une vidange totale des réservoirs dans ce local et rendre le groupe indisponible²⁶⁰. Ce point n'avait pas été vérifié alors que le même problème s'était posé à Flamanville en novembre 2010.

L'analyse présentée par EDF dans le rapport ECS de Civaux, conformément à l'approche retenue au niveau générique par l'exploitant, écarte toute considération de chute, d'explosion ou d'incendie secondaire comme facteur aggravant des scénarios accidentels. Cette approche s'appuie notamment sur la confiance dans l'efficacité des dispositions permettant d'éviter les phénomènes d'explosion, de chute de charge ou d'incendie et de limiter leurs conséquences. Pourtant, différents incidents récents indiquent que ces dispositions manquent de la rigueur nécessaire, par exemple :

- les mesures effectuées depuis le cycle précédent du réacteur n° 2 ont mis en évidence une surconsommation d'hydrogène. Après examen et intervention sur le circuit de réfrigération, cette surconsommation non expliquée a repris lors du redémarrage du réacteur. Selon les dernières données disponibles fin 2010, EDF était toujours à la recherche de l'origine de la fuite²⁶¹ ;
- dans le cadre des inspections post-Fukushima, l'ASN a relevé dans le bâtiment électrique plusieurs parties mobiles d'armoires électriques débouchées et non bloquées qui pourraient en cas de séisme aller percuter d'autres armoires considérées importantes pour la sûreté²⁶² ;
- lors de la visite décennale du réacteur n° 1, les inspections consacrées au thème de l'incendie ont notamment porté sur la qualité d'isolement des secteurs de feu dans le bâtiment électrique. L'ASN « constate, depuis plusieurs années, des dysfonctionnements récurrents des clapets coupe-feu qui pourraient, en cas d'incendie, favoriser sa propagation vers d'autres locaux »²⁶³. EDF a annoncé que des clapets de technologie plus fiables seraient progressivement déployés sur le palier N4 au rythme des prochains arrêts de réacteurs ;

²⁵⁸ Civaux ECS 2011, Chapitre 2, p. 27

²⁵⁹ Civaux ECS 2011, Chapitre 2, p. 28

²⁶⁰ ASN 2011-09-13

²⁶¹ ASN 2010-12-23 Civaux

²⁶² ASN 2011-09-13

²⁶³ ASN 2011-12-23 Civaux

- deux départs de feu successifs ont eu lieu dans les locaux du réacteur n° 1, au niveau de la salle des machines le 30 novembre 2011 puis au niveau de la turbo pompe du circuit LLS le 8 décembre 2001²⁶⁴. Suite à une fuite sur la pompe de graissage du turbo alternateur le 1er novembre, une partie de l'huile projetée n'aurait pas été nettoyée et serait à l'origine du premier départ de feu après recalorifugeage. Le deuxième était dû à l'inflammation de calorifuges imbibés de graisse qui n'auraient pas dûs être remontés en l'état.

Enfin, la centrale de Civaux a fait début 2012 l'actualité à propos d'un incident qui, bien que présentant peu de rapport avec la thématique de réévaluation de la sûreté post-Fukushima, apporte des enseignements intéressants sur le développement et le traitement des écarts liés au vieillissement. Des mesures de qualité des eaux souterraines effectuées début janvier 2012 par EDF ont mis en évidence une contamination en tritium des eaux²⁶⁵. Cette contamination est liée à la capacité de rétention des réservoirs dits KER dans lesquels les effluents contaminés produits par le fonctionnement de la centrale sont conditionnés après traitement et avant leur rejet dans la Vienne.

L'analyse de cette contamination a en effet mis en évidence un problème mal maîtrisé de dégradation de la capacité de rétention. Celle-ci est constituée de plusieurs dalles de béton armé et d'un mur d'enceinte d'environ 2 m, et recouverte en son fond et jusqu'à une hauteur de 1,2 m d'un « revêtement armé à base de résines »²⁶⁶. Suite à une fuite sur un circuit relié à l'un des réservoirs KER, la solution chargée s'est accumulée dans cette capacité de rétention avant de fuir dans la nappe souterraine. Les inspections ont montré d'une part des fissures dans le béton à l'intérieur et à l'extérieur de l'ouvrage, dont certaines reprises au mastic ou au gel silicone, et d'autre part de nombreux défauts du revêtement armé, y compris des cloques percées indiquant la présence de liquide entre le revêtement théoriquement étanche et le béton²⁶⁷.

Cet incident illustre le risque de défaillance, face à des phénomènes de vieillissement dont la cinétique est mal connue, de la surveillance et de la maintenance préventive. Si ces problèmes étaient identifiés, ils n'étaient pas correctement couverts dans le cadre des règles en vigueur. Le programme de maintenance préventive de génie civil prévoit que ces installations sont contrôlées tous les cinq ans. La dernière visite avait eu lieu en juillet 2009 et avait mis en évidence plusieurs défauts réparés par des reprises locales en septembre 2009 : or, moins de cinq ans après, « un grand nombre » de nouveaux défauts qui nécessitent selon l'ASN « des actions correctives urgentes » sont réapparus. Par ailleurs, les inspecteurs de l'ASN ont constaté qu'une réfection presque complète du fond de l'un des réservoirs KER avait eu lieu lors de sa dernière visite et que ce type de problème était « presque systématiquement constaté » lors de ces visites tous les cinq ans, mais que ce point n'a pas été remonté aux services centraux d'EDF²⁶⁸.

La réaction de l'ASN à cette contamination soulève également des questions. L'incident est classé au niveau 1 sur l'échelle INES en raison de la défaillance de deux barrières (circuit et capacité de rétention), mais l'ASN juge que « cet événement n'a pas eu d'impact significatif sur l'environnement et la population riveraine »²⁶⁹. Pourtant, l'ASN a pris des mesures très fortes en mettant en demeure EDF de restaurer l'étanchéité de la capacité de rétention sous 10 jours et de procéder à la réparation pérenne de l'ouvrage avant la fin août 2012²⁷⁰. Cette très grande fermeté contraste avec l'attitude de l'ASN face à des défaillances avérées du point de vue de la sûreté : aucun des écarts de conformité ou des incidents liés à des dégradations des équipements tels que les générateurs diesels, les circuits de secours ou même les défauts sur les cuves ou sur les enceintes évoqués précédemment à propos de Gravelines, Flamanville ou Civaux n'a fait l'objet d'une telle mise en demeure. En l'absence de critère objectivable liant le degré de

²⁶⁴ ASN 2012-01-18

²⁶⁵ Les prélèvements effectués dans les eaux souterraines ont montré un niveau d'activité volumique en tritium de 540 Bq/l au lieu d'environ 8 Bq/l attendus. (ASN 2012-01-23)

²⁶⁶ ASN 2012-01-23

²⁶⁷ ASN 2012-01-23

²⁶⁸ ASN 2012-01-23.

²⁶⁹ L'analyse s'appuie notamment sur le sens d'écoulement de la nappe phréatique, qui alimente la Vienne sans interaction ni avec des réseaux d'eau potable ni avec des utilisations agricoles, sur le niveau d'activité tritium par rapport à des seuils d'alerte sanitaire, et sur l'absence mesurée d'autres radioéléments artificiel. (ASN 2012-01-25)

²⁷⁰ ASN 2012-01-24

gravité des situations à la mise en place de délais contraignants de traitement des problèmes, cette question reste à l'entière appréciation de l'ASN.

5.2. Dimensionnement aux agressions externes naturelles

On retrouve bien sûr à Civaux les problèmes génériques de dimensionnement observés sur les réacteurs des paliers précédents du parc, ainsi que des problèmes plus spécifiques. Du point de vue générique, il est frappant de constater que les réacteurs de Civaux, malgré leur conception tardive par rapport à ceux de Gravelines ou Flamanville et le retour d'expérience dont ils ont pu à ce titre bénéficier, ont en fait été conçus sur la base d'un référentiel de sûreté très proche des précédents. En particulier, leurs bases de dimensionnement en termes de niveaux d'agressions externes sont identiques, et les accidents de dimensionnement, malgré le retour d'expérience des accidents graves de Three Mile Island et Tchernobyl, restent les mêmes. La logique qui conduit à écarter tout scénario d'accident grave à partir d'une agression externe et ainsi à ne dimensionner que les premières lignes de défense contre le séisme ou l'inondation de dimensionnement reste également de mise : par exemple, les constats génériques sur l'absence de tenue au séisme du filtre de dépressurisation U5 ou du bâtiment de crise BDS sont également applicables à Civaux²⁷¹.

La référence utilisée pour le dimensionnement au séisme illustre l'inertie dans le temps de l'évolution du dimensionnement. Ainsi, comme l'indique le rapport ECS sur Civaux, bien qu'ayant été mises en service industriel en 2002, soit après la publication de la règle fondamentale de sûreté révisée sur la tenue au séisme RFS 2001-01, les deux tranches sont encore en juin 2011 à l'état de conception avant VD1 et soumises au référentiel de la RFS I-2.c précédente. Le rapport ECS, en montrant l'évolution des éléments à prendre en compte dans la future application de la RFS 2001-01 par rapport à la règle en vigueur, anticipe toutefois sur cette modification²⁷².

Toutefois, comme le rappelle l'IRSN, l'application de la nouvelle règle implique d'intégrer pleinement les incertitudes qui pèsent dans l'évaluation du niveau de séisme. Ainsi, l'IRSN souligne par exemple que dans le modèle de prédiction du mouvement sismique, au vu de la très grande variabilité montrée par les nombreuses données acquises dans la dernière décennie, la prise en compte d'un écart-type conduit en moyenne à multiplier par un facteur proche de 2 les valeurs de niveau d'accélération de sol (PGA) à retenir. Or, pour un certain nombre de sites, dont Civaux, l'IRSN constate que le niveau correspondant à 1,5 fois le SMS retenu par EDF pour sa démonstration enveloppe dans le cadre de la démarche ECS est en réalité du même ordre de grandeur que la prédiction médiane du séisme SMHV augmentée de cet écart type²⁷³.

Les problèmes de dimensionnement portent également sur l'insuffisance de la tenue au séisme de certains équipements support, y compris dans les moindres détails. Par exemple, le rapport ECS de Civaux signale que les études menées dans le cadre du programme « Grands chauds » ont mis en évidence le risque de perte, en cas de séisme, d'une ventilation dite DVK, non robuste sismiquement, qui permet de réguler la température dans les locaux des pompes PTR²⁷⁴. Ainsi l'échauffement des locaux pourrait dans une telle situation entraîner la défaillance de ces pompes, privant la piscine d'entreposage du combustible de refroidissement jusqu'à la mise en place de moyens d'appoint. EDF a engagé le remplacement des éléments sensibles à cet échauffement sur les groupes moto-pompes PTR afin de les rendre robustes à cette situation.

Un point de dimensionnement spécifique à Civaux concerne le risque d'inondation post-séisme du fait de la ruine d'équipements. EDF estime par exemple que les bassins SEC présentent des marges de tenue au séisme importantes qui permettent d'en garantir la robustesse jusqu'à un niveau égal à 1,5 fois le SMS, donc au delà du séisme de dimensionnement. Un risque particulier concerne les aéroréfrigérants, qui ne sont que partiellement dimensionnés au séisme. L'IRSN estime que des marges importantes, supérieures à une tenue à 1,5 fois le SMS, existent sur la coque et sur la margelle des bassins froids ainsi que vis-à-vis du

²⁷¹ Civaux ECS 2011, Chapitre 2, p. 44-45

²⁷² Civaux ECS 2011, Chapitre 2, p. 3

²⁷³ IRSN 2011 Tome 1, pp. 79-80

²⁷⁴ Civaux 2011, Chapitre 2, p. 26

risque d'entrechoquement entre la coque et les structures intérieures, qui elles ne sont pas robustes au séisme. L'IRSN note enfin que « la marge concernant la robustesse du château d'eau est limitée mais sa ruine est exclue même en cas d'endommagement important des structures » et que par conséquent, l'ensemble est considéré comme robuste au-delà du séisme de dimensionnement par EDF²⁷⁵.

Comme pour les autres sites placés en bord de fleuve ou de rivière et refroidi par ce cours d'eau, le rapport ECS de Civaux étudie le risque d'un scénario d'inondation par rupture de barrage en amont de la centrale, comme pourrait par exemple l'engendrer un séisme. EDF indique dans son rapport ECS que parmi les ouvrages en amont, la rupture du barrage de Vassivière est considérée comme la plus pénalisante et que l'onde qui en résulterait, combinée à un niveau de crue historique de la Vienne, est dimensionnante pour la CMS du site. Il convient cependant dans ce cas d'envisager la rupture de plusieurs ouvrages du fait du même événement initiateur et d'en étudier les conséquences sur le site. Ce point n'est pas développé dans le rapport ECS mais a été soulevé par l'IRSN, qui indique qu'EDF classe Civaux parmi les sites où cette question nécessite effectivement une analyse détaillée²⁷⁶.

Enfin, Civaux présente du point de vue de son alimentation en eau une situation particulière qui est importante dans l'étude des scénarios prévus par les ECS et qui n'est pas suffisamment développée dans l'analyse d'EDF. Le site partage avec Cattenom la particularité de ne pas s'alimenter directement dans la rivière mais dans une retenue ad hoc qui constitue donc la source froide. EDF souligne dans l'ECS Civaux que ces bassins dédiés au système de sûreté SEC sont classés au séisme, et considère donc que le séisme ne peut entraîner de perte de la source froide. En réalité, la prise d'eau de ces bassins de retenue dans la rivière n'est quand à elle pas classée de sûreté et donc non dimensionnée pour tenir au séisme²⁷⁷. Ainsi, une situation où la source d'eau est constituée des bassins SEC sans possibilité de réapprovisionnement doit être considérée. Or ces bassins, deux par tranche, ne représentent qu'une autonomie de 10 jours de la tranche dans un scénario d'accident de dimensionnement, c'est-à-dire de perte de réfrigérant primaire (APRP).

Dans son rapport ECS, EDF valorise l'existence de la retenue pour ne pas envisager la perte totale de source froide du site : la situation H1 est définie non pas comme la perte de l'approvisionnement des tranches par les bassins SEC, mais par la perte de l'approvisionnement des bassins depuis la rivière. Ainsi, EDF postule dans tous les cas la disponibilité de la réserve SEC et considère celle-ci suffisante pour disposer du délai nécessaire à la mise en œuvre de moyens de pompage mobile dans la Vienne permettant de réalimenter le réacteur, délai estimé à trois jours. Le rapport ECS ne présente cependant pas de justification de la robustesse intrinsèque des retenues permettant d'exclure totalement, alors que celle-ci figure dans le cahier des charges, la perte complète de source froide. De plus, la question de la disponibilité des réserves pose la question de leur partage entre les réacteurs. Or le rapport ECS de Civaux est le seul où la situation H1 n'est postulée que sur une tranche et n'est pas étudiée comme situation de site²⁷⁸.

5.3. Vulnérabilités et scénarios d'accident

Les scénarios d'accident développés dans le rapport ECS d'EDF pour Civaux à partir des situations dégradées postulées, qu'il s'agisse d'examiner les conséquences de séismes ou d'inondation hors dimensionnement ou d'analyser le comportement des réacteurs dans une hypothèse H1 (perte de refroidissement) ou H3 (perte d'alimentations électrique externes et internes), écartent comme pour les autres sites étudiés par EDF les arbres d'événements les plus pénalisants. En réalité, différentes vulnérabilités connues doivent être soulignées, qui peuvent soit conduire à aggraver les scénarios envisagés par EDF dans la démarche ECS, soit initier des scénarios d'accident différents aux conséquences potentiellement graves.

Ainsi qu'il a été relevé dans l'analyse générique des lacunes de la démarche ECS appliquée aux réacteurs, elle écarte systématiquement de nombreuses causes initiatrices d'accident. La famille des accidents initiés

²⁷⁵ IRSN 2011 Tome 1, p. 146

²⁷⁶ IRSN 2011 Tome 1, p. 148

²⁷⁷ Civaux 2011, Chapitre 5, p. 28 et suivantes.

²⁷⁸ IRSN 2011, Tome 2, p. 9

par des ruptures sur le circuit primaire ou sur le circuit secondaire nécessiterait pourtant également d'être réévaluée. Ces événements peuvent se produire sans cause immédiate apparente, ainsi qu'il est d'ailleurs postulé dans les accidents dits APRP et RTGV de dimensionnement du référentiel en vigueur. Il est également possible, du fait de défauts non détectés ou de l'usure due au vieillissement des matériels, que ces ruptures apparaissent comme des causes secondaires dans le déroulement d'accidents initiés par d'autres causes, comme ceux qui sont étudiés dans le cadre des ECS.

Le risque de rupture des circuits est particulièrement mis en évidence à Civaux par un accident survenu très tôt dans la vie de la centrale, alors même qu'elle n'avait pas encore franchi l'étape de la mise en service industrielle. En mai 1998, au cours d'un arrêt du réacteur n° 1 qui était encore dans la phase de tests de qualification, une rupture due à la fatigue thermique s'est produite sur une tuyauterie de 25 cm de diamètre du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt RRA. Il a fallu environ 10 h pour isoler la fuite, qui a atteint un volume d'environ 30 m³ par heure. La rupture est venue d'une fissure de 18 cm de long au niveau d'une soudure sur une dérivation en T du circuit qui avait fait l'objet d'une modification par rapport au palier précédent et rapprochait trop une branche froide et une branche chaude, d'où une fatigue thermique excessive après moins de six mois de fonctionnement. Les tests effectués suite à cet incident sur le réacteur n° 2 de Civaux et sur les deux réacteurs N4 de Chooz ont montré la même fatigue thermique, confirmant l'erreur de conception. L'incident a été classé au niveau 2 de l'échelle INES²⁷⁹.

Outre la cuve et les circuits de refroidissement du cœur, la deuxième barrière essentielle pour la sûreté dont l'intégrité doit être garantie dans le temps est l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur. Celle de Civaux est de même conception que les enceintes du palier 1 300 MWe dont la tenue à la pression interne et la qualité d'étanchéité a déjà été évoquée dans l'analyse générique ainsi qu'à propos de Flamanville. La caractérisation de la robustesse de l'enceinte à des situations accidentelles envisageables dans le cadre des ECS, qu'il s'agisse d'une surpression lente en cas de fusion du cœur ou d'un phénomène plus brutal d'explosion de vapeur ou d'hydrogène, est un élément crucial dans la réévaluation de sûreté engagée après Fukushima.

Or, des problèmes d'étanchéité similaires à ceux observés à Flamanville pour le palier 1 300 MWe peuvent se développer sur le palier N4, comme le réacteur n° 1 de Civaux en offre l'illustration²⁸⁰. En 1993, la première épreuve de l'enceinte qui vient d'être achevée sur le réacteur encore en construction montre un taux de fuite de 0,38 %, qui apparaît alors comme le plus bas de tout le parc de réacteurs à double enceinte d'EDF. Mais l'épreuve suivante, réalisée au premier semestre 2001 dans le cadre de la première visite complète pour maintenance après démarrage du réacteur, qui n'est en fonctionnement que depuis 18 mois environ, révèle un taux beaucoup plus élevé de 2,7 % de fuite²⁸¹. Ce taux, supérieur à la limite réglementaire de 1,5 % de fuite d'air au test, devient au contraire le plus élevé du parc.

Les causes suspectées pour expliquer ces fuites concernent notamment des problèmes de liaison métal-béton au niveau des éléments d'armature du béton précontraint, et des problèmes localisés autour du tampon d'accès matériel (TAM) et de la base de l'enceinte et de la jonction avec le radier sur tout son pourtour. Le revêtement composite appliqué par EDF sur les zones affectées pour restaurer l'étanchéité devait toutefois couvrir 2 200 m², soit 25 % de la surface interne²⁸². Et lors de l'arrêt pour VD1 du réacteur n° 1, un revêtement composite a été posé préventivement avant la réalisation de la nouvelle épreuve décennale²⁸³. Ainsi, comme à Flamanville, les tests d'épreuve à l'étanchéité sont conduits afin de vérifier un critère réglementaire vis-à-vis de l'accident de dimensionnement, c'est-à-dire d'une montée en pression à 5,3 bar, et non pour qualifier l'état réel de la structure de l'enceinte, ni l'évolution de sa robustesse à des conditions plus pénalisantes telles qu'on peut les rencontrer dans les scénarios ECS.

Les phénomènes initiateurs ou aggravateurs d'accident non pris en compte dans la démarche ECS d'EDF peuvent également concerner la piscine, dont une vidange peut comme on l'a vu mener à des conséquences catastrophiques. Contrairement aux réacteurs de Gravelines et de Flamanville, les deux

²⁷⁹ Schneider 2007, p. 66.

²⁸⁰ Le réacteur n° 2, construit avec un béton différent, n'a pas connu les mêmes problèmes.

²⁸¹ ASN 2001-06-08

²⁸² Stop-Civaux 2001

²⁸³ ASN 2011-12-26

réacteurs de Civaux sont conçus pour un déchargement du combustible neuf livré à la centrale et un chargement du combustible irradié expédié par le bas plutôt que par le haut de la piscine d'entreposage. Concrètement, ce choix de conception supprime le risque de chute de charge lié à la manutention sur une hauteur de plusieurs dizaines de mètres des châteaux de transport du combustible pesant environ 100 tonnes. À l'inverse, il crée le risque d'une vidange de la piscine via la fosse de chargement si l'étanchéité n'est pas maintenue au cours des opérations de chargement et déchargement.

Cette opération implique en effet de positionner l'emballage de transport sous la fosse de chargement en assurant la connexion étanche des différents éléments, notamment par la fixation d'un soufflet métallique en inox sur l'emballage. Une brèche dans ce système peut entraîner une vidange de la piscine jusqu'au seuil de la porte de séparation entre le compartiment consacré à l'entreposage proprement dit et la fosse de chargement. Cette éventualité n'est pas examinée par EDF dans son rapport ECS. Selon l'IRSN, un tel scénario est pourtant susceptible de provoquer le dénoyage d'un assemblage en cours de manutention.

Bien que le soufflet de raccordement possède une double enveloppe et un système de surveillance de fuite, et que la structure de support de l'emballage de transport soit fixée pendant l'opération sur un rail disposant de dispositifs de blocage antisismiques, l'IRSN considère qu'une défaillance du système d'accrochage conduisant à une brèche doit être envisagée et estime qu'EDF doit produire les éléments « garantissant la conformité des dispositions permettant de s'assurer de l'intégrité de ce système, notamment sous séisme », et surtout « s'assurer de la résistance au niveau d'aléa sismique à retenir dans le cadre des ECS de ce système de raccordement »²⁸⁴. EDF a indiqué que les éléments de vérification complémentaires seront fournis pour la fin 2012.

6. Conclusions sur les réacteurs existants

L'étude des rapports ECS produits par EDF pour trois centrales représentatives des différents paliers du parc de réacteurs français et de leurs différentes situations confirme en premier lieu le caractère générique de la démarche d'EDF, qui n'a pas cherché à valoriser les différences entre les centrales. Par exemple, la question de l'évolution de la conception des réacteurs du point de vue d'éléments aussi importants pour leur robustesse que leur enceinte de confinement n'est pas traitée à travers les rapports.

L'analyse croisée des ECS de Gravelines, Flamanville et Civaux avec les informations disponibles sur les centrales, à travers notamment les notifications d'incidents et les lettres de suite d'inspection publiées par l'ASN, confirme de façon concrète le caractère incomplet des scénarios ECS tels que nous l'avons précédemment identifié dans la discussion générique de la démarche d'EDF. Par exemple :

- le rapport ECS pour Gravelines, dont cinq des six réacteurs utilisent le combustible MOX, ne prend pas en compte la présence de ce combustible dans le cœur des réacteurs et les piscines, et sa contribution éventuelle à la cinétique des accidents considérés ;
- les incidents et lettres de suite d'inspection montrent sur chacune des centrales des non conformités insuffisamment voire non prises en compte dans les rapports ECS et qui portent pourtant sur des équipements importants dans les scénarios d'accident envisagés, telles que l'intégrité de la cuve ou de l'enceinte ou encore la disponibilité des moyens de secours en alimentation électrique ou en refroidissement ;
- ces éléments mettent également en évidence le fait que les risques d'incendie, d'explosion, d'inondation interne ou de chute de charge ne sont pas aussi maîtrisés qu'EDF le suppose pour écarter l'éventualité de telles agressions comme conséquences induites par les agressions externes. Des événements secondaires de ce type doivent donc être pris en compte ;
- des réserves ponctuelles mais significatives sur le dimensionnement des installations apparaissent. Ces réserves concernent d'une part des insuffisances sur les niveaux d'aléas naturels pris en compte (séisme, inondation, mais aussi grand vent, foudre...) et des incertitudes sur leurs conséquences possibles sur les installations compte tenu de marges estimées par les ingénieurs. Elles portent d'autre part sur des problèmes de dimensionnement des équipements, visant

²⁸⁴ IRSN 2011 Tome 2, p. 51

notamment différents équipement insuffisamment protégés à la conception qui deviennent importants comme éléments de gestion ou support aux éléments de gestion des accidents dans les nouveaux scénarios étudiés par les ECS ;

- enfin, certains incidents ou vulnérabilités qui peuvent être identifiés sur les différentes centrales montrent l'importance d'étudier les phénomènes redoutés et scénarios d'accident les plus pénalisants, qui sont pourtant écartés par EDF dans ses rapports ECS : c'est par exemple le risque de chute d'un château de combustible sur la piscine dans les réacteurs où celui-ci est manutentionné par le haut comme à Gravelines, la possible vulnérabilité à l'explosion d'hydrogène des doubles enceintes comme à Flamanville, où le risque de rupture du circuit primaire comme il s'en est déjà produite une à froid à Civaux.

Recommandations

Les études ECS menées par EDF sur ses sites doivent être complétées pour mieux tenir compte des particularités de conception et de dimensionnement de chaque palier, d'une analyse approfondie des problèmes de non conformité et des phénomènes de vieillissement et pour tenter de combler les incertitudes sur les niveaux d'aléas naturels et sur les marges de robustesse des installations. Compte tenu des différents éléments non pris en compte dans les études en l'état actuel, les conclusions relatives à la gravité des accidents envisagés sur les réacteurs et sur les piscines de refroidissement doivent être revues pour reconnaître la possibilité d'un accident majeur sur chacune de ces parties des installations. En particulier, les scénarios doivent être revus dans le sens suivant :

1. Les études ECS d'EDF devraient être complétées pour analyser de façon déterministe différents scénarios écartés dans les rapports actuels. Ceci comprend notamment la possibilité d'autres initiateurs liés à des défaillances matérielles internes ou à une origine humaine, ainsi que le rôle potentiel d'incendies, explosions ou chutes de charge induits par les chaînes d'événements supposées dans les scénarios considérés.
2. Les rapports ECS devraient être complétés par l'analyse des conséquences potentielles des phénomènes d'explosion d'hydrogène ou de vapeur et de traversée du radier envisageables en cas de fusion du cœur et actuellement écartés par EDF.
3. EDF devrait dans le cadre des ECS mener des études spécifiques aux sites sur les accidents et leurs conséquences pour les piscines de combustible usé. En particulier, le faible niveau de protection contre une vidange de piscine et ses conséquences devrait être pris en compte.

VI. Application de la démarche ECS au projet de réacteur EPR de Flamanville

(Yves Marignac)

La démarche des ECS a été étendue avec raison au cas du projet de réacteur EPR en construction à Flamanville. Conçu pour intégrer le retour d'expérience de l'accident de Tchernobyl, le projet de réacteur EPR intègre un objectif d'amélioration substantielle de la sûreté par rapport aux réacteurs existants. La démonstration des améliorations attendues reste en cours sur certains points, et un débat sur leur efficacité se poursuit depuis le début du projet. Par définition l'EPR, dans sa conception générique comme dans son adaptation au site de Flamanville, a été dimensionné en fonction des événements jugés envisageables avant Fukushima et n'offre donc pas de garanties vis-à-vis de ce nouveau retour d'expérience. C'est pourquoi le réacteur EPR est concerné, au même titre que l'ensemble des installations nucléaires existantes, par le processus de réexamen de la sûreté. La catastrophe de Fukushima doit être prise en compte dans l'évaluation de l'EPR, à la fois sous l'angle d'une vigilance accrue de la qualité et de l'exhaustivité des démonstrations de sûreté apportées, et sous l'angle d'une réévaluation des améliorations de sûreté en regard des nouveaux questionnements et des scénarios qui en découlent.

1. Conclusions d'EDF pour l'EPR de Flamanville

Le rapport ECS consacré par EDF au projet de réacteur EPR en construction à Flamanville constitue une seconde partie distincte du rapport ECS du site, où les spécificités de conception de l'EPR vis-à-vis du retour d'expérience de Fukushima sont analysées. Le projet de réacteur EPR fait ainsi l'objet d'une synthèse et de conclusions distinctes, similaires dans leur esprit à celles qu'EDF propose pour les réacteurs en exploitation mais différentes sur quelques points clés soulignés ci-dessous.

Domaine réglementaire de sûreté de l'EPR

Le rapport ECS sur l'EPR de Flamanville rappelle le dimensionnement de l'installation vis-à-vis du séisme et de l'inondation ainsi plus généralement que son référentiel de sûreté, sans discuter toutefois l'adéquation de l'EPR en construction à ce référentiel, supposée acquise à l'issue de la procédure réglementaire en cours et de sa future autorisation d'exploitation. Aussi, EDF met en avant dans ses conclusions les avancées intégrées à la conception et à la future exploitation de l'EPR²⁸⁵ :

L'EPR bénéficie de la démarche de protection du parc français contre les aléas naturels qui est mise en oeuvre depuis son origine et fait l'objet d'une réévaluation systématique à la hausse lors de chaque réexamen décennal de sûreté ou, si besoin, après un événement majeur (par exemple : après l'incident de 1999 sur le site du Blayais suite à la tempête). On appelle ci-après « domaine réglementaire de sûreté » l'ensemble de ces mesures de protection préventives des installations et de maîtrise des accidents. (...)

La conception de l'EPR (...) bénéficie de l'expérience accumulée sur les réacteurs à eau pressurisée en prenant des dispositions préventives au regard des risques d'accident de fusion du cœur (retour d'expérience des accidents de Three Mile Island et Tchernobyl).

Résultats de l'évaluation complémentaire de robustesse au-delà du domaine réglementaire

EDF montre la même confiance dans la robustesse de l'EPR à des situations allant au-delà du référentiel actuel que dans celle des réacteurs en exploitation. EDF ne met pas en avant de robustesse supplémentaire de l'EPR mais formule au contraire les mêmes conclusions générales en termes de protection des installations, de protection des moyens de secours et d'intégrité en accident grave. Pour EDF, les résultats

²⁸⁵ Flamanville ECS 2011 chapitre 8, p. 3

acquis par le renforcement après leur conception sur les réacteurs existants sont ici obtenus dès la conception :

Enfin, pour les accidents graves extrêmes, ces analyses confirment l'apport que constituent, en termes d'intégrité de l'enceinte et donc de protection des populations vis-à-vis d'éventuels rejets radioactifs, les dispositions de conception prévues dès l'origine sur EPR.

Dans leur détail, les conclusions d'EDF sur le comportement de l'EPR dans les situations extrêmes envisagées par la démarche ECS sont également proches de celles tirées pour les réacteurs existants. Elles sont cependant modifiées sur quelques points importants²⁸⁶ :

- les situations envisagées pour le cœur du réacteur sont les mêmes, mais :
 - a) dans l'hypothèse où il ne reste qu'une pompe pour alimenter les GV, en supposant qu'aucun moyen ne permet de reconstituer les réserves en eau, l'autonomie avant entrée en accident avec fusion est portée à 8 jours au moins au lieu de 1 à 1,5 jours pour les réacteurs existants étudiés précédemment ;
 - b) en revanche si cette pompe est supposée également perdue, le délai d'entrée en accident avec fusion du cœur n'est comme sur les réacteurs existants que de quelques heures ;
 - c) le seul scénario envisagé reste celui d'une pressurisation lente de l'enceinte, avec un délai d'au moins 3 jours comme pour les réacteurs existants avant rejet à l'environnement. L'EPR dispose contrairement à ces réacteurs de moyens de refroidissement par aspersion-recirculation dédiés conçus pour éviter le recours à un éventage, donc à éviter tout rejet significatif dans l'environnement ;
 - d) le dispositif de récupération du cœur fondu prévu à la conception empêche de façon passive la percée du radier ;
- pour les situations envisagées pour la piscine, les conclusions sont identiques à celles tirées pour les réacteurs en exploitation : le délai avant le début du découvrement est d'un jour en début d'arrêt de tranche après déchargement, et de quelques jours dans les autres situations.

De même, les propositions pour la suite, en termes de parade comme d'études et de moyens de crise, sont similaires dans leur esprit, avec des adaptations aux spécificités de l'EPR :

- au niveau des parades supplémentaires :
 - a) comme pour les réacteurs existants, EDF propose la mise en place d'un nouveau moyen de réalimentation des réserves en eau pouvant alimenter les GV, le circuit primaire ou la piscine combustible en recourant à d'autres réserves en eau que celles actuellement prévues. EDF précise ici que cette réserve serait comme pour les réacteurs 1 et 2 de Flamanville constituée des bassins surplombant le site en falaise ;
 - b) le renforcement de la robustesse vis-à-vis des séismes et des inondations des moyens ultimes vise pour l'EPR les deux diesels de secours ultimes. EDF propose également de renforcer leur autonomie par une motopompe de secours, et de prolonger la fonction des batteries à 12 h ;
 - c) outre ces moyens fixes, l'EPR doit bénéficier comme les autres réacteurs des moyens nationaux de la FARN ;
- comme pour les réacteurs existants, EDF prévoit d'étudier les exigences pour garantir la disponibilité de structures, systèmes et composants (SSC) non couverts par le référentiel actuel mais dont l'utilisation est nécessaire dans les situations étudiées ;
- enfin, concernant les conditions d'intervention et la gestion de crise, EDF renvoie aux dispositions prévues dans les conclusions du rapport ECS pour les réacteurs 1 et 2 de Flamanville, qui s'appliquent à l'ensemble du site.

²⁸⁶ Flamanville ECS 2011 chapitre 8, p. 6

2. Objectifs et démonstration de sûreté du projet de réacteur EPR

Le projet de réacteur EPR a été autorisé par décret d'autorisation de création du 10 avril 2007²⁸⁷. La construction de l'EPR de Flamanville marque l'aboutissement d'un programme engagé dès la fin des années quatre-vingt face à la nécessité d'intégrer le retour d'expérience de Three Mile Island et Tchernobyl, pour améliorer la sûreté du futur parc en France et, à cette époque, en Allemagne : l'EPR est à l'origine un projet commun des compagnies française Framatome, absorbée en 2001 dans Areva, et allemande Siemens, qui s'était progressivement désengagée et qui a annoncé au deuxième semestre 2011, suite à l'accident de Fukushima, son retrait du secteur nucléaire.

La première étape de conception, basée sur les concepts du réacteur N4 en France et du réacteur Konvoi en Allemagne, était achevée dès 1994 avec un dimensionnement visé de 1 450 MWe. Le dessin de ce réacteur a consisté dès l'origine à compiler des points empruntés à l'un ou à l'autre, s'appuyant par exemple sur l'enceinte du N4 et sur l'instrumentation du Konvoi. Les principales avancées, concernant la sûreté, portent sur : (i) le renforcement de l'enceinte de protection du bâtiment réacteur et l'extension d'une protection béton à d'autres bâtiments, (ii) la redondance accrue et le niveau de protection contre les agressions des systèmes de secours, afin de réduire la probabilité de situations conduisant à la fusion du cœur, et (iii) l'ajout d'un « récupérateur de corium » destiné à faire en sorte que, même en cas de percement de la cuve par le cœur fondu, le corium reste confiné dans le bâtiment réacteur, afin d'empêcher le relâchement de grandes quantités de matières radioactives hors du site.

L'EPR reste ainsi fondamentalement, dans sa conception, basé sur les mêmes principes de maîtrise du risque par les probabilités et la défense en profondeur qui fondent la doctrine de sûreté des réacteurs existants. Il s'inscrit de ce point de vue toujours dans l'approche fixée par exemple dès 1986 par l'IPSN (devenu IRSN), selon laquelle les centrales nucléaires doivent être conçues pour réduire la probabilité d'un accident majeur, et si possible réduire ses conséquences lorsqu'il se produit, plutôt que de revoir plus en amont les éléments de conception pour intrinsèquement éviter ou résister à une telle situation²⁸⁸. Ainsi, par rapport à des probabilités d'accident respectivement envisagées pour le parc actuel à $1/10^5$ (un cas sur cent mille) par réacteur par an pour les accidents avec dommage au cœur, et $1/10^6$ (un cas sur un million) par réacteur par an pour les accidents entraînant des relâchements importants hors du site²⁸⁹, l'objectif fixé à la conception du réacteur EPR est de réduire ces probabilités respectivement à $1/10^6$ (une pour un million) et $1/10^7$ (une pour dix millions) par réacteur par an²⁹⁰. Cet objectif doit après Fukushima être fortement relativisé par le simple fait, comme on l'a vu en introduction de ce rapport, que les statistiques d'accident s'avèrent environ 300 fois plus élevées que les probabilités calculées pour le parc actuel.

2.1. EPR et potentiel de danger

La phase de conception et de dimensionnement de l'EPR français devait être rapide, avec la perspective, à l'époque, de construire un premier EPR en France dès 2000 pour le mettre en service dès 2006, moins pour les besoins domestiques que comme vitrine à l'exportation²⁹¹. Cependant, plusieurs problèmes soulevés dès cette phase n'ont pu être résolus si facilement. Un point de débat a porté sur le niveau de résistance de l'EPR, tant en termes de dimensionnement que de démonstration, aux chutes d'avion. Les partenaires allemands ont introduit dès l'origine une exigence de résistance à la chute d'un avion de chasse qui n'existait pas sur les réacteurs français, avant même que le 11 septembre 2001 ne vienne poser la question de la résistance à la chute d'un avion de ligne.

²⁸⁷ Décret n° 2007-534

²⁸⁸ Bussac, Cogné, et Pelcé 1986. Discuté notamment dans WISE-Paris 2003.

²⁸⁹ Voir notamment « French Safety Philosophy » (Tanguy 1984) Dans un rapport commun sur la recherche et développement, en 2006, le CEA et l'IRSN indiquaient que la fréquence totale de fusion du cœur calculée par EDF dans les études probabilistes de sûreté de niveau 1 (EPS 1) pour les réacteurs 900 MWe, avant révision VD3, atteignait $4,9/10^6$ par réacteur par an. Note de synthèse concernant l'Etude Probabiliste de Sûreté de niveau 1 du palier 900 MWe, Note EDF CIPNE-EMESM040011 – 24 février 2004 – référence non publique, citée dans IRSN et CEA 2007 tableau 2.1-1 (p. 19).

²⁹⁰ Voir notamment SFEN/KTG, *Congrès EPR – The European Pressurized Water Reactor*, Strasbourg, 13 novembre 1995. Discuté dans WISE-Paris 2003.

²⁹¹ Sur ce point et la suite de ce paragraphe, voir notamment une synthèse de l'évolution du dossier EPR dans Thomas 2010

L'étape préliminaire de conception s'est étendue jusqu'à août 1997, et l'approbation générale du projet EPR, annoncée en septembre 1999 par l'Autorité de sûreté nucléaire française pour les prochains mois²⁹², n'a finalement été donnée que cinq ans plus tard, en 2004²⁹³. Pendant cette phase, l'augmentation progressive des prévisions de coût liée au renforcement des dispositifs de sûreté a conduit, pour compenser cet effet, à augmenter le dimensionnement du réacteur, pouvant aller jusqu'à 1 800 MWe²⁹⁴. D'autres éléments sont prévus dans la conception de l'EPR pour augmenter sa rentabilité par rapport aux réacteurs existants en poussant ses performances.

Ceci concerne notamment les objectifs fixés pour le combustible, avec l'objectif d'atteindre un taux sans précédent de 70 GW.j/t. Ceci représente une performance environ 30 % supérieure au niveau atteint actuellement, qui pose de nombreux problèmes de sûreté non résolus : augmentation du dégagement thermique ou de la pression des gaz de fission, et contraintes telles que le matériau de gainage actuel du combustible n'est pas suffisamment résistant (la démonstration de la tenue d'un nouveau matériau de gainage reste à faire). Le réacteur EPR est de plus théoriquement conçu pour fonctionner avec du combustible MOX, en dépassant la limite de 30 % de MOX dans le cœur fixée pour les 22 réacteurs d'EDF autorisés à brûler ce combustible actuellement pour aller jusqu'à 100 % de MOX. Avec un contenu de 7 % à 9 % de plutonium, ce combustible présente comme on l'a vu précédemment des risques supplémentaires en termes de réactivité, de criticité, de dégagement thermique et de toxicité.

Ainsi, parallèlement aux efforts pour réduire la probabilité d'une catastrophe, le développement de l'EPR conduit par la recherche de l'optimisation économique à augmenter les conséquences potentielles d'une catastrophe, c'est-à-dire la puissance intrinsèque confinée dans le réacteur et la toxicité des matières susceptibles de s'en échapper. Cette réflexion est absente du rapport ECS d'EDF comme du regard que l'IRSN porte sur cette analyse. Pourtant, après la catastrophe de Fukushima, l'EPR peut légitimement être regardé, en se plaçant du point de vue du danger intrinsèque plutôt que du risque, non pas comme le réacteur le plus sûr mais comme le plus dangereux du monde²⁹⁵.

2.2. Démonstration générale de sûreté

Le rapport ECS d'EDF ne fait aucune mention du fait que des pans importants de la démonstration de sûreté restent à valider avant une autorisation éventuelle de mise en exploitation du réacteur à l'issue de sa construction. L'IRSN, en revanche, rappelle en « préambule » à toute analyse spécifique du cas de l'EPR que de nombreux points restent ouverts²⁹⁶ :

L'examen détaillé de la conception du réacteur EPR [Flamanville 3] et de sa conformité aux exigences des directives techniques et à son référentiel de sûreté sont en cours. Notamment, un certain nombre d'éléments d'importance liés à la conception des systèmes (par exemple le dimensionnement des diesels principaux et d'ultime secours) est en cours d'instruction et pourraient conduire à des évolutions de la conception actuelle de certains systèmes requis dans la gestion des situations postulées dans les rapports relatifs aux ECS.

Il apparaît aujourd'hui évident que les autorités de sûreté finlandaise et française ont accordé des autorisations de construire les réacteurs EPR d'Olkiluoto, décidé en 2003 et autorisé en 2005²⁹⁷, et de Flamanville, décidé en 2005 et autorisé en 2007²⁹⁸, alors même qu'elles n'avaient pas achevé l'évaluation détaillée nécessaire à l'approbation finale de ce modèle de réacteur. Les chantiers de construction, qui

²⁹² Nucleonics Week 1999, p 11.

²⁹³ Lettre des Ministres de l'économie et de l'écologie au Président d'EDF relative aux « Options de sûreté du projet de réacteur EPR », 28 septembre 2004 (DGSNR 2004).

La lettre indique que « les options de sûreté retenues, y compris les évolutions récentes de la conception de l'enceinte de confinement, satisfont globalement à l'objectif fixé d'amélioration générale de la sûreté ». Mais elle précise également que « cette appréciation générale demande à être confirmée par l'analyse d'un certain nombre d'études de conception détaillée », notamment sur l'architecture matérielle du contrôle-commande ou le récupérateur de corium fondu - deux sujets qui restent ouverts début 2012.

²⁹⁴ Nucleonics Week 1997, p 5.

²⁹⁵ Laponche et Marignac 2011, p. 12.

²⁹⁶ IRSN 2011, Tome 2, p. 33.

²⁹⁷ Nucleonics Week 2005, p 1.

²⁹⁸ Décret n° 2007-534

connaissent dans les deux cas d'importants retards, se poursuivent sans que le feu vert définitif n'ait encore été donné au projet détaillé.

Cette situation n'est pas propre à la France. Le processus de validation de la sûreté de l'EPR connaît également des retards dans d'autres pays, en particulier les États-Unis et le Royaume-Uni. Aux États-Unis, Areva s'attendait, en engageant en 2004 les discussions sur l'EPR avec l'autorité de sûreté, la NRC, à une autorisation dès 2008. Puis en déposant le dossier de Standard Design Certification, en décembre 2007, Areva prévoyait un aboutissement positif avant la fin 2010. En réalité, le processus d'examen est toujours en cours et la NRC a annoncé qu'il ne serait pas achevé avant mi-2012²⁹⁹, ce qui ne tient pas compte de délais supplémentaires potentiellement générés par l'intégration de questions soulevées dans l'instruction du dossier en France, en Finlande ou au Royaume-Uni.

En Grande-Bretagne, l'autorité de sûreté nucléaire, la HSE, prévoyait lorsque la procédure de Generic Design Assessment de l'EPR a été lancée en août 2007 de rendre son verdict en juin 2011. La HSE a annoncé fin 2010 qu'elle ne serait finalement pas en mesure de donner à cette échéance une conclusion définitive mais plutôt un avis intermédiaire, qui ne serait dans tous les cas pas suffisant pour donner le feu vert au démarrage des travaux d'un premier EPR³⁰⁰. Et suite à l'accident de Fukushima, la HSE a indiqué que l'intégration de ce retour d'expérience entraînerait probablement un retard supplémentaire dans le processus d'évaluation en cours³⁰¹.

Les retards observés semblent en partie dûs à la difficulté de valider plusieurs évolutions introduites par l'EPR, dont la nouveauté et la complexité soulèvent des questions importantes. Dans la synthèse de son rapport au Président de la République sur la filière nucléaire française, l'ancien Président d'EDF François Roussely tirait en 2010 ce constat³⁰² :

La complexité de l'EPR résultant des choix de conception, notamment du niveau de puissance, de l'enceinte, du récupérateur de corium (*core catcher*) et de la redondance des systèmes de sécurité est certainement un handicap pour sa réalisation et donc ses coûts. Ces éléments expliquent en partie les difficultés rencontrées en Finlande ou à Flamanville.

Démonstration de la sûreté de l'architecture du contrôle-commande

L'un des principaux problèmes rencontrés concerne la mise en œuvre, dans la conception de l'EPR, d'un système de contrôle-commande du réacteur essentiellement informatisé. Cette option, à laquelle l'IRSN s'est montré dès l'origine réticent³⁰³, a déjà été envisagée sur les réacteurs du palier N4 : la difficulté à démontrer sa sûreté avait contribué au retard de plusieurs années dans la mise en service de ces quatre réacteurs, finalement construits avec un système de contrôle-commande plus classique.

Le système de contrôle-commande comprend deux plate-formes associées : (i) la plate-forme Télèperm XS, spécifiquement développée pour le nucléaire, réservée aux fonctions de protection en situation incidentelle ou accidentelle, et (ii) la plate-forme SPPA T2000, issue de l'industrie non nucléaire et utilisée à la fois pour le fonctionnement normal et pour certaines fonctions de protection en situation incidentelle ou accidentelle. Le problème posé par le système envisagé par Areva et EDF est principalement le risque qu'en situation critique, des parties d'importance moindre pour la sûreté du système, liées à son contrôle en situation normale et attachées à la seconde plate-forme, perturbent le fonctionnement des parties les plus importantes (nécessaires à la gestion des situations d'urgence).

C'est le HSE qui a soulevé le premier publiquement ce problème en 2009, l'ASN déclarant à l'époque n'avoir pas encore réellement examiné cette question. Plus tard, en novembre 2009, l'ASN s'associait au HSE et à l'autorité de sûreté finlandaise, STUK, pour affirmer dans une déclaration commune que « l'architecture proposée par les exploitants et le constructeur, Areva, ne répond pas au principe d'indépendance » indispensable entre les parties du système, « du fait du très haut degré d'interconnexion

²⁹⁹ Inside NRC 2010-03, p 5.

³⁰⁰ Nucleonics Week 2010, p 1.

³⁰¹ HSE 2011

³⁰² Roussely 2010, p. 8. Seule cette synthèse est publique, la version complète du rapport a été couverte par le secret défense sur décision du Président de la République.

³⁰³ IRSN 2009-06

complexe entre les systèmes de contrôle et de sûreté» du contrôle-commande³⁰⁴. Dès lors, des changements d'architecture sont nécessaires et sont prévus. La NRC américaine, sans être associée à cette déclaration, a exposé un point de vue similaire³⁰⁵. Dans tous ces pays, les autorités ont fait état de progrès satisfaisants dans l'évolution de l'architecture proposée, sans toutefois aboutir pour l'instant à une validation officielle sur ce point.

En France, les principales évolutions dans l'examen de ce dossier par l'ASN et dans la production de nouvelles analyses par EDF ont depuis 2009 été les suivantes :

- en octobre 2009, l'ASN a indiqué que la sûreté de la plate-forme SPPA T2000, élément constitutif du contrôle-commande du réacteur EPR en construction à Flamanville, n'était « pas démontrée » et demandé à EDF d'apporter des éléments de justification complémentaires et d'examiner des dispositions de conception différentes³⁰⁶ :

L'ASN constate la complexité de l'architecture proposée par EDF qui, par une utilisation étendue de réseaux informatiques, relie entre eux des systèmes appartenant à des classes de sûreté ou des niveaux de défense en profondeur différents. Dans ces conditions, l'ASN considère nécessaire l'introduction d'éléments de robustesse supplémentaires, suffisamment complets et reposant sur des équipements d'un niveau de confiance adéquat. (...) La complexité de l'architecture proposée par EDF rend difficile l'élaboration d'une démonstration de sûreté satisfaisante.

L'analyse de ces éléments [complémentaires demandés à EDF] par l'ASN et son appui technique constitue un préalable à l'examen de la recevabilité de votre future demande de mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3. (...) Compte tenu de l'ampleur et de la complexité des démonstrations restant à fournir pour justifier le respect [des] principes [de sûreté], l'ASN estime que la certitude d'aboutir *in fine* à une démonstration de sûreté acceptable fondée sur l'architecture actuellement prévue n'est pas acquise. C'est pourquoi, outre les efforts que vous poursuivez pour justifier la conception proposée, il vous appartient d'examiner dès à présent des dispositions de conception différentes, notamment pour faire face au cas où les démonstrations de sûreté relatives au classement de la plate-forme SPPA T2000 et des réseaux de communication ne seraient pas acceptables.

- après examen des premiers éléments transmis par EDF, l'ASN a conclu en juillet 2010 que « la capacité de la plate-forme SPPA T2000 à accueillir certaines fonctions de protection du réacteur restait à démontrer »³⁰⁷. L'ASN a demandé à EDF de mettre en œuvre une modification de la plate-forme afin d'en améliorer la robustesse et permettre son utilisation pour les réacteurs de type EPR, notamment en dupliquant certaines fonctions de protection du réacteur portées par la plate-forme SPPA T2000 sur la plate-forme Téléperm XS ;
- suite à ces demandes, EDF a présenté des dispositions de conception alternatives à la conception initiale, portant sur le regroupement dans un « noyau dur » de certaines fonctions de sûreté implantées de SPPA T2000 vers Téléperm XS et visant à permettre « de faire face à la situation de perte totale de la plate-forme SPPA T2000 cumulée à certaines situations accidentelles ». EDF a également renforcé la démonstration de sûreté de l'implantation de certaines fonctions de protection sur la plate-forme SPPA T2000. Le Groupe permanent d'experts a selon l'ASN considéré en juin 2011 que les éléments produits par EDF « globalement satisfaisants »³⁰⁸. Toutefois, l'ASN ne s'est pas encore prononcée sur les conclusions qu'elle tire sur l'évolution proposée.

La question de la validation finale d'une architecture jugée conforme aux exigences de sûreté pour le système de contrôle-commande n'entre pas dans le champ du rapport ECS d'EDF. À l'inverse, l'ASN n'a pas indiqué dans quelle mesure son évaluation intégrerait des éléments tirés du retour d'expérience de Fukushima et de la démarche ECS. Il semble néanmoins indispensable de s'assurer de la cohérence de la démonstration en cours sur le comportement du système de contrôle-commande avec l'évolution que cette démarche peut apporter dans le spectre des scénarios envisagés.

³⁰⁴ HSE, STUK, ASN 2009

³⁰⁵ Inside NRC 2010-07, p 3

³⁰⁶ ASN 2009-10-15

³⁰⁷ Ce point a fait l'objet d'un courrier : ASN 2010-07-09.

Voir également ASN 2010-07-09

³⁰⁸ ASN Lettre d'information n° 11

Modifications des règles de conception, de conduite, et de démonstration de sûreté

D'autres questions sont posées, qu'elles soient mentionnées par les autorités dans le cadre des procédures en cours, ou soulevées par des expertises indépendantes sur certains aspects de l'EPR. Parmi celles-ci figure l'évaluation du risque d'une explosion de vapeur qui pourrait résulter, en cas de fusion du cœur, de la réaction très énergétique entre le corium et l'eau qu'il pourrait rencontrer dans le « récupérateur de corium ». D'autres points concernent le risque de dysfonctionnement des systèmes de refroidissement de secours dû à des colmatages, ou encore la solidité de l'hypothèse dimensionnante dans la démonstration de sûreté de l'EPR selon laquelle le risque de rupture traversante d'une canalisation du circuit primaire peut être écarté³⁰⁹.

De plus, des questions plus spécifiques émergent à mesure que sont identifiés, dans le cadre de communications officielles ou de fuites, certaines modifications substantielles introduites dans la conception de l'EPR et qui peuvent, sur des détails, influencer sa sûreté. Ces modifications peuvent aussi bien porter sur des choix de fabrication, sur des objectifs de fonctionnement ou sur des méthodes d'étude des scénarios accidentels.

Par exemple, début 2010, la publication par le Réseau Sortir du nucléaire de documents confidentiels d'EDF a mis en évidence les conséquences potentielles du point de vue de la sûreté, au niveau de la réactivité du cœur, de la volonté de l'exploitant de pouvoir faire fonctionner – là encore pour des questions de rentabilité – l'EPR en suivi rapide de charge. Après analyse des documents d'ingénierie d'EDF, le Réseau avait conclu³¹⁰ :

Selon les calculs d'EDF et d'Areva, le pilotage du réacteur en mode RIP (retour instantané en puissance) et la disposition des grappes de commande du réacteur peuvent provoquer un accident d'éjection des grappes de commande à faible puissance et entraîner la rupture de l'enveloppe du mécanisme de commande de la grappe. Cette rupture provoquerait le passage du réfrigérant en-dehors de la cuve du réacteur nucléaire. La perte de réfrigérant (un type d'accident nucléaire très grave) entraînerait la rupture d'un nombre important de crayons par échauffement du combustible et des gaines et donc le relâchement de vapeur extrêmement radioactive dans l'enceinte de confinement. Il y a alors un risque important d'excursion critique qui résulterait en une explosion, la puissance du réacteur EPR étant démultipliée de façon extrêmement brutale. Suite aux éjections des grappes de commande à faible puissance (EDG), le réacteur EPR pourrait ne pas se mettre en arrêt automatique. Quelle que soit la configuration des grappes de commande, l'accident d'éjection de grappe de commande entraîne un taux important de rupture du combustible (NCE) et donc un risque élevé d'excursion critique.

En complément de cette conclusion qui n'a pas, à notre connaissance, été analysée publiquement par les autorités, le Réseau Sortir du nucléaire a publié en septembre 2010 de nouveaux documents confidentiels émanant d'EDF. Ces documents font état de modifications introduites à la conception des mécanismes de commande de ces grappes de contrôle (MCG), que le Réseau qualifie de « violation[s] de l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires »³¹¹.

Nous n'avons pas fait une analyse indépendante des documents, mais nous soulignons que l'IRSN et l'ASN devraient insister que les questions soulevées par les documents et l'analyse de sortir du nucléaire méritent d'être intégrées dans le cadre de l'EPR. Y-a-t-il une augmentation non maîtrisée du risque d'éjection de grappe liée à :

- la tête des MCG qui est conçue d'une pièce sur les 58 réacteurs existants pour limiter le risque de fuite aux soudures est fabriquée pour l'EPR en plusieurs parties nécessitant quatre soudures, qui plus est entre des aciers de qualité différente,
- l'utilisation pour la partie centrale des enveloppes des MCG du réacteur EPR un acier inoxydable de type martensitique, qui présente une plus grande sensibilité au risque de devenir cassant sous l'action de la chaleur et dont l'utilisation,
- des problèmes de fragilisation par le vieillissement ?

³⁰⁹ EDF 2006, chapitre 5, p. 563

³¹⁰ Réseau Sortir du Nucléaire 2010-03-08

³¹¹ Réseau Sortir du Nucléaire 2010-09-28. La page donne accès aux documents confidentiels sur lesquels s'appuie cette analyse.

Cet exemple illustre à quel point l'ensemble des détails introduits dans la conception de l'EPR compte pour la démonstration finale de sa sûreté. Comme pour le contrôle-commande, chaque point de discussion de cette nature doit être instruit en intégrant les nouvelles contraintes qu'imposent le cas échéant les scénarios accidentels revus dans le cadre de la démarche ECS.

En plus d'introduire des sujets nouveaux liés à l'évolution de sa conception, la démonstration de l'EPR se heurte également à l'introduction de méthodes d'études nouvelles. Ainsi, par exemple, l'ASN soulignait dans un point sur l'instruction des méthodes d'études d'accident, en octobre 2011, que plusieurs méthodes sont « en forte évolution par rapport à celles utilisées précédemment pour le parc en exploitation ». C'est par exemple le cas d'une nouvelle méthode d'étude des transitoires de rupture de tuyauterie vapeur (RTV). En avril 2010, après examen de cette méthode par l'IRSN, l'ASN avait conclu qu'elle était valide, sous réserve d'efforts supplémentaires de qualification, pour l'étude du transitoire de RTV avec fonctionnement des pompes primaires, mais qu'en revanche « elle ne pouvait être acceptée en l'état » pour les transitoires avec arrêt des pompes primaires, les choix de modélisation d'EDF n'étant pas assez représentatifs de ces situations. Après examen des éléments complémentaires transmis par EDF, l'ASN a jugé le 7 juillet 2011 que ces éléments restent « insuffisants pour accepter l'application de la méthode aux transitoires de RTV avec arrêt des pompes primaires »³¹².

Même si l'ASN communique ainsi ponctuellement sur des éléments particuliers de l'instruction, le public ne dispose pas d'une information régulière, détaillée et complète sur le processus d'instruction du dossier de sûreté de l'EPR. Dans ces conditions, il est malheureusement impossible de mesurer, au-delà des éléments d'information rendus publics comme les exemples ci-dessus, le nombre et la profondeur des modifications introduites dans la conception et la démonstration de sûreté du projet de réacteur EPR qui ont été identifiées comme des points à traiter dans le cadre de l'instruction. Seul un véritable tableau de bord des points qui ont été ouverts et qui restent ouverts à l'instruction, ainsi que des conclusions auxquelles est parvenue l'ASN sur les points dont l'instruction a été achevée, permettrait de porter une appréciation globale sur l'état réel d'avancement de la démonstration de sûreté de l'EPR.

2.3. Sécurité

Les débats suscités par le projet EPR ont à différentes reprises mis en lumière les questions posées du point de vue de la sécurité, et leur lien avec les choix de conception de ce réacteur sur le plan de la sûreté. Bien que les éléments techniques nécessaires à une évaluation de la robustesse de l'EPR sous cet angle et à l'analyse des interactions entre les dispositions de sûreté et de sécurité ne soient pas disponibles, les informations mises sur la place publique par les différents acteurs du débat permettent a minima d'identifier quelques sujets d'inquiétude qui doivent retenir l'attention. Ces questions devraient être abordées dans le cadre d'une réévaluation globale de la sûreté du projet de réacteur EPR ; elles ne sont pas traitées dans le rapport ECS présenté par EDF ni dans son évaluation par l'IRSN.

Le projet de réacteur EPR a été conçu avant le 11 septembre 2001, mais il a été largement développé ensuite, et n'échappe pas à ce titre aux interrogations dans le domaine de la sécurité sur sa capacité à résister aux différents types d'attaque terroriste que l'on peut considérer comme crédibles depuis cette date. Ceci concerne en particulier la résistance de l'enceinte à la chute d'un avion commercial, qui est explicitement non prévue dans le dimensionnement du réacteur – c'est-à-dire dans son cahier des charges initial, établi dans les années quatre-vingt-dix. Des études hors dimensionnement ont été réalisées a posteriori pour vérifier dans quelle mesure l'EPR résisterait à un tel scénario. Les autorités et Areva ont indiqué à plusieurs reprises que les études montrent que l'enceinte résisterait, ou au moins résisterait dans la plupart des cas ; cependant des documents confidentiels d'EDF diffusés par le Réseau Sortir du nucléaire en 2006 semblaient indiquer le contraire³¹³. Le détail reste soumis au secret de défense.

D'autres types d'attaques potentielles ont émergé plus récemment. L'un des sujets les plus sensibles concerne le risque d'agression par un virus informatique, pouvant notamment viser le système de contrôle-commande intégralement numérique du réacteur EPR. Le virus Stuxnet a mis en évidence ce risque. Il fonctionne en modifiant le comportement d'automates agissant sur la conduite de l'installation

³¹² ASN 2011-07-07

³¹³ Sortir du Nucléaire 2006

en infectant les ordinateurs qui supervisent ces automates au niveau du système de contrôle-commande. Stuxnet a été conçu pour infecter des ordinateurs de supervision utilisant le système d'exploitation Windows et les logiciels de supervision de la gamme PCS 7/WinCC. Par contre, l'EPR est conçu sur la plateforme SPPA-T2000 de Siemens, qui est « radicalement différente de sa technologie « WinCC / S7 » visée par Stuxnet. » Selon l'IRSN, cela « a permis de vérifier d'avance qu'elle présentait les propriétés qui garantissent, entre autres, son immunité aux logiciels malveillants, et en particulier au ver Stuxnet »³¹⁴. Cela est dans l'immédiat rassurant, mais ne permet pas d'exclure qu'un virus du même type que Stuxnet mais utilisant le langage et visant les spécificités des logiciels utilisés sur l'EPR puisse atteindre les mêmes buts.

3. Compléments d'évaluation du projet EPR de Flamanville

Bien que de nombreux points restent en suspens dans la démonstration générale de sûreté de l'EPR et dans sa déclinaison pour le site de Flamanville, les bases déjà validées ou en cours de validation offrent le support pour s'interroger sur sa robustesse, au-delà de son référentiel de conception, aux scénarios envisagés dans le cadre de la démarche ECS. À l'image des analyses du chapitre précédent sur les réacteurs existants, on envisage dans la suite cette question d'abord sous l'angle de la conformité de la construction de l'EPR aux exigences de qualité retenues à la conception, puis sous l'angle des défaillances possibles dans son dimensionnement, et enfin des vulnérabilités envisageables dans les scénarios d'accident considérés.

3.1. Conformité des travaux de construction

Au 30 juin 2011 qui est la référence pour le rapport ECS d'EDF, la construction de l'EPR reste en cours. L'EPR a été autorisé sur la base d'un Rapport préliminaire de sûreté³¹⁵ qui constitue le référentiel de sûreté du réacteur pendant la période de construction. Toutefois le processus de vérification de la conformité décrit dans les ECS s'applique à la conformité de chaque réacteur à son référentiel en exploitation, et se trouve donc sans objet dans le cas de l'EPR. En conséquence, le rapport ECS d'EDF pour Flamanville ne présente aucune analyse de conformité pour le réacteur EPR : sa conformité au référentiel sera en théorie validée par les étapes d'autorisation à venir pour son démarrage et sa mise en service industrielle.

Principaux écarts du chantier

La conformité de la construction du réacteur EPR constitue pourtant un véritable sujet qui doit être examiné dans le processus ECS. Le chantier de construction de ce réacteur à Flamanville a en effet été émaillé de nombreux incidents dont les conséquences sur la sûreté future du réacteur n'ont pas été systématiquement étudiées. Ainsi, les principaux écarts observés au fil de la surveillance par l'ASN du chantier concernent notamment les points suivants³¹⁶ :

- un phénomène de fissuration du bloc de béton du radier de l'îlot nucléaire a été observé suite à sa coulée en décembre 2007, dû au retrait du béton lors de son durcissement. Ce problème a été traité par l'injection sous pression de résine dans les fissures ainsi apparues. L'ASN a jugé cette solution acceptable³¹⁷ ;
- une disposition non conforme de certaines armatures de fer lors du coulage des bétons constatée lors d'une inspection en mars 2008, concernant notamment le radier du bâtiment d'entreposage du combustible usé³¹⁸. L'ASN a jugé à l'époque qu'EDF avait défini des mesures correctives pour éviter que cette situation ne se reproduise, et constaté ensuite que les non-conformités ont été corrigées avant bétonnage. Il semble toutefois difficile d'exclure que certains bétonnages aient été effectués sans les armatures conformes avant que ce problème ne soit constaté ;

³¹⁴ IRSN 2010-09-30

³¹⁵ EDF 2006

³¹⁶ Sauf mention particulière, ces différents événements sont clairement retracés dans la lettre d'information que l'ASN publie régulièrement sur le suivi du chantier (lettre n° 1 d'avril 2008 à lettre n° 11 de décembre 2011). Voir ASN Lettre d'information

³¹⁷ ASN Lettre d'information n° 1

³¹⁸ ASN Lettres d'information n° 1 et n° 2

- des anomalies dans le ferrailage du radier du bâtiment des systèmes de sauvegarde ont pourtant à nouveau été observées en mai 2008. Bien que qualifiant ces anomalies répétées de « sans conséquence en matière de sûreté », l'ASN a jugé nécessaire d'imposer à EDF une réorganisation du chantier et a suspendu le 26 mai 2008 toute opération de bétonnage des ouvrages classés importants pour la sûreté sur le chantier³¹⁹. La reprise de ces opérations a été autorisée le 18 juin 2008. Par ailleurs, suite à une étude d'EDF concluant à l'absence de conséquence de l'anomalie de ferrailage sur le bâtiment des systèmes de sauvegarde, l'ASN a néanmoins prescrit des reprises et réparations qui ont été effectuées en juillet 2008³²⁰ ;
- le recours à un mode de soudage non conforme des tôles du liner d'étanchéité de l'enceinte interne du bâtiment réacteur, constaté lors d'une inspection de juin 2008. Après examen, l'ASN a informé EDF le 28 août 2008 qu'elle acceptait la poursuite de la fabrication du liner dans ces conditions, sous réserve de la mise en œuvre des contrôles complémentaires proposés par EDF ;
- d'autres écarts sur la fabrication du liner sont toutefois apparus dans le courant de l'année 2008, par exemple sur les conditions climatiques de soudure, sur la qualification de l'atelier de préfabrication du liner sur le chantier, ou sur la qualité des contrôles non destructifs des soudures. L'ASN a notamment observé que « les taux importants de réparation sur certaines soudures traduisaient une maîtrise insuffisante des conditions de réalisation (...) des soudures du liner »³²¹. Dans l'attente d'une étude d'EDF justifiant le maintien de la capacité du liner à assurer ses fonctions de sûreté dans ces conditions, l'ASN a demandé à EDF en décembre 2008 de « surseoir à toute opération irréversible » sur cette partie du chantier³²². Après examen des éléments fournis par EDF début 2009, l'ASN a imposé un plan renforcé d'amélioration et de contrôle des soudures. En juin 2010, une hausse du taux d'anomalie sur les soudures du liner a de nouveau été enregistrée, elle s'explique par une mauvaise ergonomie du poste de travail de soudeur³²³ ;
- une inspection de juillet 2008 a mis en évidence des non-conformités de fabrication sur des tuyauteries du circuit d'eau brute secourue (SEC) de la station de pompage, qui ont en conséquence été mises au rebut par EDF ;
- l'ASN a constaté fin mai 2009 que plusieurs non-conformités avaient été enregistrées lors du coulage du béton du radier des structures internes du bâtiment réacteur, notamment une insuffisance du béton coulé par endroits. L'ASN a jugé dès juillet 2009 que ces écarts « ne remettent pas en cause la sûreté de l'ouvrage », tout en soulignant « une pression importante liée au bon avancement du planning et susceptible d'avoir un impact négatif sur la qualité de la réalisation » ;
- plusieurs inspections dans le courant de l'année 2009 ont mis en évidence des reprises de bétonnage de qualité insuffisante, et l'utilisation dans plusieurs zones d'un produit chimique non spécifiquement conçu pour ces reprises. Les réponses apportées en novembre 2010 par EDF sur la qualité du traitement des reprises ainsi effectuées ont été jugées satisfaisantes par l'ASN ;
- début 2010, l'ASN a fait état de « nombreuses dérogations aux règles de conception et de construction pour le génie civil » du réacteur EPR tout en soulignant que la rigueur d'EDF dans l'identification et dans la justification de ces écarts n'était pas suffisante ;
- des inspections relatives à la fabrication des équipements sous pression nucléaires chez Areva et chez ses fournisseurs et sous-traitants ont mis en évidence de nombreux écarts. Plusieurs dossiers relatifs à la conception et à la fabrication de composants du circuit primaire et du circuit secondaire ont été instruits. En particulier, une anomalie importante sur un composant de générateur de vapeur a conduit fin 2009 l'ASN a décidé son remplacement par un autre composant déjà fabriqué ne présentant pas les mêmes caractéristiques ;

³¹⁹ ASN Lettre d'information n° 2 et n° 3

³²⁰ Selon l'ASN, EDF conclut de son étude que « le manque localisé des épingles ne met pas en cause la tenue mécanique de l'ouvrage, compte tenu des marges retenues à la conception ASN Lettre d'information n° 4 Il semble donc que la marge prévue à la conception, qui est notamment utile pour absorber les incertitudes sur le comportement des ouvrages, sur le niveau réel d'agression auquel ils peuvent être confrontés, et sur leur usure par vieillissement au fil de la vie de l'installation soit en partie consommée dès l'étape de la construction : ce point devrait être clairement explicité et évalué dans la mesure où cette marge manquera donc dans des étapes ultérieures de la démonstration de sûreté qui l'utilisent.

³²¹ ASN, Lettre d'information n° 5

³²² ASN, Lettre d'information n° 5

³²³ ASN, Lettre d'information n° 9

- en novembre 2009, EDF a signalé une anomalie de positionnement de gaines de précontrainte avant le bétonnage de la première levée de l'enceinte. EDF n'a pas corrigé cette anomalie mais a produit a posteriori une justification sur l'absence de conséquence pour la tenue de l'enceinte. De nouvelles non-conformités de positionnement de portions de gaines de précontrainte ont été identifiées en mai 2011. Devant la répétition d'anomalies sur ce système, l'ASN a suspendu pendant une semaine cette activité, fin juin 2011, avant qu'EDF ne produise un plan permettant d'éviter tout nouvel écart jugé satisfaisant par l'ASN ;
- une inspection conduite en mars 2010 sur le site d'un fournisseur d'Areva pour la fabrication du circuit primaire, Fives Nordon, a conclu que les efforts pour corriger les écarts détectés auparavant n'étaient pas suffisants pour autoriser le début de la fabrication d'équipements destinés à l'EPR de Flamanville. Après compléments d'information, l'ASN a autorisé la reprise de la fabrication ;
- en juillet 2011, plusieurs nids de cailloux dus à une prise non homogène du béton ont été localisés sur certains murs en béton des piscines du bâtiment réacteur, témoignant d'une méthode inadaptée de bétonnage en une coulée s'agissant de structures verticales très denses en ferrailage. Au-delà de réparations programmées de ces défauts, l'ASN souligne que « les exigences élevées associées à ce chantier nécessitent (...) de privilégier une réalisation correcte des opérations, ne nécessitant pas de reprise ultérieure »³²⁴. Par ailleurs, une inspection a montré que l'étape de nettoyage du fond préalable au coulage n'avait pas été correctement réalisée et contrôlée. L'ASN a demandé en août 2011 à EDF de « fournir un bilan sur la qualité de réalisation finale, c'est-à-dire après réparation, des voiles de béton concernés par les défauts », mais aussi « d'identifier si des bétonnages complexes semblables ont pu conduire à des défauts pour lesquels les contrôles visuels ne sont pas possibles »³²⁵ ;
- enfin, de nombreux défauts, conduisant pour l'ASN à « deux écarts de qualité importants », ont été constatés dans la fabrication du couvercle de cuve³²⁶. À l'automne 2010, Areva a informé l'ASN de très nombreux défauts sur les soudures des adaptateurs traversant le couvercle de cuve³²⁷. Les opérations de remise en conformité des soudures ont conduit à constater, en juin 2011, un problème plus grave d'épaisseur du « beurrage » préparatoire³²⁸. Face à la gravité de ces défauts, Areva a proposé en juillet 2011 « une solution de remise en conformité de grande ampleur qui implique la reprise complète de plusieurs étapes de la fabrication du couvercle » mais permettant d'éviter la fabrication d'un nouveau couvercle. Après instruction, l'ASN a accepté la méthode de remise en conformité proposée tout en maintenant ses réserves : ainsi elle « se prononcera sur l'acceptabilité du couvercle après les dernières opérations de fabrication ».

Conséquences sur la démonstration de sûreté

Au vu de l'ensemble de ces problèmes, la démonstration de la sûreté de l'EPR en général paraît d'autant moins acquise pour l'EPR de Flamanville en particulier. Les défaillances observées sont à la fois très nombreuses et parfois graves, et conduisent à la nécessité, pour la démonstration de sûreté initialement prévue d'abord, et pour sa réévaluation dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima ensuite, de conduire des investigations plus poussées en gardant trois préoccupations majeures en tête :

³²⁴ ASN, Lettre d'information n° 11

³²⁵ ASN, Lettre d'information n° 11

³²⁶ ASN 2011-10-19

³²⁷ Les adaptateurs permettent la traversée du couvercle de cuve des équipements nécessaires au contrôle du cœur, c'est-à-dire les tiges des mécanismes de commandes de grappes, qui régulent la réaction nucléaire dans le cœur, et l'instrumentation de surveillance du cœur. Le couvercle de l'EPR compte une centaine de traversées. Elles sont plus nombreuses que sur les couvercles des réacteurs en fonctionnement, où une partie des traversées se font par le fond de cuve : pour réduire les risques liés à ces pénétrations de fond de cuve, elles ont été supprimées au profit de traversées du couvercle sur l'EPR.

³²⁸ La couche de métal déposée préalablement à la soudure, appelée beurrage, doit présenter une épaisseur minimale pour assurer la qualité mécanique et la tenue dans le temps de la soudure. C'est cette épaisseur qui n'a pas été respectée. Le beurrage étant par principe recouvert à l'issue de la soudure, ce défaut n'avait pas été détecté lors des premiers contrôles des soudures et n'a pu être identifié qu'à travers les premières opérations de contrôle approfondi et reprise des défauts apparents des soudures. L'ASN a jugé que « la majorité des défauts observés dans les soudures ne présentent pas, de par leur faible taille, de nocivité particulière » mais qu'en revanche, « lorsque des soudures sont réalisées sur un beurrage d'épaisseur insuffisante, leur réalisation pourrait générer des fissures dans le couvercle de la cuve, sous le beurrage. (ASN 2011-10-19)

- en premier lieu, chaque défaillance identifiée doit être pleinement caractérisée, et la perte éventuelle de robustesse ou de marge de sécurité liée à la réparation de cette défaillance doit être clairement évaluée. En particulier, le simple respect des critères initiaux de dimensionnement ne constitue pas une garantie suffisante du caractère neutre de la défaillance et de sa réparation. Il convient d'étudier explicitement, au moins pour les défaillances les plus importantes, leur influence sur le comportement du réacteur dans différents scénarios pénalisants, depuis les accidents de dimensionnement jusqu'aux scénarios d'accident les plus graves à envisager dans le cadre des ECS ;
- ensuite, la démonstration ne peut se contenter d'une évaluation point par point des différentes défaillances. Les effets combinés possibles des défaillances observées doivent être identifiés et le cumul des dégradations qui en résultent doit être correctement évalué ;
- enfin, la question doit se poser des défaillances non détectées. Il est envisageable, malgré le nombre croissant d'inspections effectuées par l'ASN sur le chantier de l'EPR, que celles-ci ne permettent pas de repérer l'ensemble des problèmes. En particulier, ces inspections procèdent sur de nombreux points techniques par sondage sur le chantier. En conséquence, il convient de définir une méthode permettant de valoriser, dans l'évaluation de la sûreté du futur réacteur EPR, une dégradation des marges de sûreté par rapport au référentiel théorique du fait de l'incertitude sur des défauts probablement non identifiés.

3.2. Dimensionnement

L'EPR de Flamanville est construit sur la même plate-forme que les deux tranches actuellement en exploitation sur le site, et donc soumis aux mêmes risques d'agressions externes naturelles ou induites par les événements naturels. La démonstration menée par EDF sur les niveaux de séisme et d'inondation majorés à prendre en compte pour l'EPR est donc celle présentée pour les deux réacteurs 1 300 MWe étudiés précédemment.

Renforcement du dimensionnement

Si les conditions naturelles sont les mêmes, le dimensionnement de l'EPR face à ces agressions externes et à leurs conséquences en termes de perte de source froide et/ou d'alimentation électrique est renforcé de manière significative. L'EPR se distingue par ailleurs par une plus grande robustesse du point de vue du nombre des équipements dimensionnés pour tenir au séisme ou à l'inondation et du point de vue des marges de sûreté visées par les caractéristiques et la qualité de construction des ouvrages.

Cette règle générale n'offre toutefois pas la garantie d'une plus grande robustesse dans toutes les circonstances dès lors que certains éléments restent fragiles. L'IRSN lui-même souligne par exemple que vis-à-vis des risques d'agression induites en cas de séisme par les explosions, incendies ou chutes de charge déclenchés par des éléments secondaire de classement moindre, « les remarques effectuées (...) pour les réacteurs existants sont applicables à l'EPR » de Flamanville³²⁹.

De plus, cette préoccupation qui doit déjà être prise en compte pour des agressions externes du dimensionnement est renforcée dans les hypothèses ECS sur des agressions dépassant le référentiel de sûreté. L'IRSN pointe par exemple à ce titre une vulnérabilité spécifique importante pour la sauvegarde du réacteur dans les situations considérées, qui concerne l'implantation du circuit de traitement de l'eau de circulation (CTE) dans la station de pompage : celui-ci présente de risques de fuite de substances toxiques et d'explosion au-delà du séisme du référentiel dont les conséquences sur l'ensemble des systèmes de sauvegarde dépendant de la station de pompage doivent être spécifiquement étudiées.

Enfin, le renforcement du dimensionnement peut atteindre ses limites dans l'examen des situations les plus dégradées. Contrairement aux réacteurs existants, le référentiel de sûreté du projet de réacteur EPR de Flamanville intègre l'étude des conditions de fonctionnement dans les situations de perte de tension externe (manque de tension externe, MDTE) mais aussi de perte de tension généralisée (MDTG), ainsi que de perte de la source froide H1. La situation H3 (perte d'alimentations électrique externes et internes)

³²⁹ IRSN 2011, Tome 2, p. 37. Comme il a été observé dans le Chapitre III à titre générique, EDF n'analyse pas ces agressions induites dans ses rapports ECS, qu'il s'agisse des réacteurs existants ou de l'EPR.

a également été prise en compte à la conception en supposant une hypothèse de récupération en 12 heures d'un diesel de secours.

Ces situations n'étant cependant pas « enveloppe » de la démarche ECS, EDF étudie dans le rapport ECS sur l'EPR l'ensemble des scénarios prévus par le cahier des charges, indépendamment des durées de récupération des sources qui ont été retenues dans le référentiel. De plus, le rapport ECS examine la situation cumulée d'une perte de tension généralisée MDTG avec une perte de source froide H1, qui va au-delà du référentiel actuel du projet EPR. Cependant, l'IRSN note que le rapport ECS n'examine pas l'ensemble des conséquences d'une situation de perte complète des sources froide principale et ultime : d'une part, ce point est envisagé pour la piscine, mais pas pour le réacteur, et d'autre part cette situation n'est pas cumulée avec une situation MDTG³³⁰. Dans l'analyse des limites du dimensionnement de l'EPR aux situations extrêmes étudiées dans le rapport ECS, la protection renforcée des groupes diesel et l'introduction d'un dispositif de source de refroidissement ultime retiennent particulièrement l'attention.

Dimensionnement des groupes diesel

Une autre limite du dimensionnement est illustrée par le cas des générateurs diesel de secours de l'EPR. Situé en bord de mer, le site de Flamanville a été aménagé par déroctage de la falaise naturelle de 70 m environ et remblaiement sur la mer. La plate-forme du réacteur n° 3 sera, comme celle des réacteurs n° 1 et 2 déjà implantés sur le site, située à une hauteur de 12,4 m NGF (nivellement général français)³³¹. Les principaux ouvrages attachés au réacteur sont construits en forme de croix autour du cœur du réacteur et de son enceinte cylindrique sur un radier commun implanté sur cette plate-forme. Ces ouvrages, qui constituent l'îlot nucléaire, comprennent le bâtiment réacteur, les quatre bâtiments des auxiliaires de sauvegarde (systèmes de secours), et le bâtiment combustible (entreposage). Les autres bâtiments constituant l'îlot nucléaire élargi, dont les bâtiments diesel, les auxiliaires nucléaires et le bâtiment de traitement des effluents, sont implantés en contrebas de l'îlot nucléaire. Les bâtiments de l'îlot conventionnel, comprenant la salle des machines et le bâtiment électrique le seront également³³².

Les générateurs diesel sont abrités dans deux bâtiments conçus pour résister au séisme et à l'explosion aux niveaux de dimensionnement fixés par le référentiel de l'EPR. Chaque bâtiment diesel dispose de deux groupes diesel principaux alimentant chacun une division de sauvegarde, et d'un groupe d'ultime secours destiné à pallier une éventuelle panne des premiers. Les deux bâtiments diesel sont géographiquement séparés, de chaque côté de la salle des machines, afin d'être protégés contre une défaillance en mode commun (défaillance simultanée d'équipements redondants pour une fonction de sûreté donnée), par exemple vis-à-vis de la chute d'avion, contre laquelle ils ne disposent pas de la même coque de protection que le bâtiment réacteur. L'IRSN indique à propos du projet d'EPR de Flamanville 3 que ses conclusions sur la robustesse des diesels « sont les mêmes que pour les réacteurs existants, sachant que la présence de 4 diesels principaux au lieu de 2 sur les tranches existantes est un élément de robustesse supplémentaire pour l'EPR »³³³.

L'IRSN observe toutefois que l'ensemble des diesels principaux et des diesels d'ultime secours ont besoin de « batteries externes 2 heures » pour assurer leur couplage. En conséquence, « une défaillance de cause commune sur ces 4 batteries en situation de MDTE conduirait donc inévitablement à une situation d'indisponibilité totale de tous les diesels et à l'accident grave »³³⁴. L'IRSN indique que l'introduction de dispositions permettant une diversification entre les diesels principaux et les diesels d'ultime secours est en cours d'instruction dans le cadre de l'examen de la conception de l'EPR de Flamanville.

La réévaluation du niveau d'agression externe induite par la démarche ECS oblige en fait, malgré les renforcements introduits par rapport aux réacteurs existants de Flamanville, à envisager la possibilité d'une défaillance de mode commun des diesels. Les diesels d'ultime secours sont dès la conception prévus pour résister à un séisme de dimensionnement, et leur marge de robustesse au-delà de ce dimensionnement doit

³³⁰ IRSN 2011 Tome 2, p. 9

³³¹ Flamanville ECS 2011, partie réacteurs n° 1 et 2, chapitre 1, p. 8

³³² Flamanville ECS 2011, partie EPR Flamanville-3, chapitre 3, p. 9

³³³ IRSN 2011, Tome 2, p. 33.

³³⁴ IRSN 2011, Tome 2, p. 36.

être précisée. Mais c'est surtout la réévaluation du risque d'inondation qui suscite une nouvelle préoccupation.

Vis-à-vis du risque d'inondation, la protection d'ensemble de la centrale est définie, conformément à la règle fondamentale de sûreté en vigueur (RFS I.2.e, datée de 1984), par une évaluation de la cote majorée de sécurité qui combine le niveau de pleine mer de coefficient 120 avec la surcote millénale (calculée avec un intervalle de confiance de 70 %). Cette évaluation aboutit, pour Flamanville, à une hauteur de 7,8 mètres NGF. Les bâtiments bas sont protégés par une digue qui n'est donc pas dimensionnée pour une vague dépassant cette hauteur. Ainsi, il apparaît qu'une vague atteignant environ 9 mètres au-dessus du niveau de référence (soit environ 2 mètres au-dessus de la pleine mer) pourrait inonder les bâtiments des générateurs diesel et entraîner une défaillance commune de l'ensemble de ces groupes.

Le retour d'expérience de Fukushima conduit donc à proposer, pour rendre le système de sauvegarde électrique plus robuste, de repositionner l'ensemble de ces générateurs diesel, ou au moins une partie d'entre eux, sur une partie plus haute, par exemple le sommet de la falaise qui surplombe de 70 mètres environ le site. Ce point est d'autant plus important qu'EDF exclut par ailleurs dans son évaluation, compte tenu du nombre de diesels déjà présents sur site, d'implanter comme il est prévu sur les autres centrales un groupe diesel d'ultime secours (DUS)³³⁵.

Dimensionnement de la source froide ultime

Un autre point d'interrogation important concernant les limites du dimensionnement de l'EPR vis-à-vis d'agressions externes prises en compte dans la démarche ECS concerne l'innovation introduite dans la conception du réacteur EPR de Flamanville par le système de source ultime froide (SRU). L'EPR inclut un système d'eau brute secourue (SEC) classique, dont la source à Flamanville est bien sûr la mer, et qui est constitué conformément à la logique de redondance poursuivie dans la conception de ce réacteur de quatre pompes et voies séparées. Mais l'EPR intègre également un système de source ultime froide qui prélève également en circuit ouvert dans la mer via deux trains redondants dont les pompes sont également situées dans la station de pompage (cette redondance vaut pour le refroidissement du réacteur, en revanche une seule des deux lignes est disponible pour le refroidissement de la piscine). Comme dans les réacteurs existants, le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) assure l'évacuation de la puissance thermique résiduelle via le SEC en fonctionnement normal, en cas d'arrêt du réacteur et lors de certaines situations accidentelles ; mais de plus, un circuit d'évacuation ultime de puissance (EVU) assure cette fonction via le SRU en cas d'accident grave ou pour en réduire le risque dans les situations dégradées qui peuvent y conduire.

Selon l'IRSN, un mode d'aspiration alternatif dit de « diversification », où le système SRU n'aspire plus dans la station de pompage mais dans la galerie de rejet en mer, est prévu mais ce recours n'est pas envisagé dans le rapport ECS d'EDF. Or, l'IRSN considère que « la conduite de la situation MDTG [de perte de tension généralisée] dans le référentiel de sûreté impose de basculer le prélèvement d'eau du SRU sur l'ouvrage de rejet »³³⁶. En effet, dans cette situation, les fonctions de rotation et de lavage des filtres qui permettent l'aspiration dans la station de pompage sont perdues. De plus, l'IRSN considère que dans la situation de cumul H1+MDTG, le fonctionnement du SRU dans la même station et via les mêmes éléments filtrants que ceux du SEC est « sérieusement compromise », alors qu'EDF considère au contraire que « la filtration du faible débit SRU requis resterait potentiellement assurée de manière passive »³³⁷.

L'IRSN juge que, même si EDF conduit des études pour consolider cette hypothèse, le recours au mode « diversification » doit être envisagé dans la mesure où le risque de perte de capacité d'aspiration du SRU depuis la station de pompage ne peut pas être exclu. Or, la robustesse de ce mode « diversification » n'est pas suffisamment garantie face aux agressions externes naturelles au vu du dimensionnement de l'ouvrage de rejet et de la galerie de rejet en mer. Ce point n'est pas discuté dans le rapport ECS d'EDF mais pose problème, comme le souligne l'IRSN qui recommande des études complémentaires de la part d'EDF³³⁸ :

³³⁵ IRSN 2011, Tome 2, p. 42

³³⁶ IRSN 2011, Tome 2, p. 36.

³³⁷ Flamanville ECS 2011, partie EPR Flamanville 3, Chapitre 5 p. 23.

³³⁸ IRSN 2011, Tome 2, pp. 36-37

- d'une part, le dispositif de prise d'eau SRU dans ce mode diversifié et la galerie elle-même ne sont pas classés au séisme – alors que la station de pompage est conçue pour résister au séisme de dimensionnement. Selon l'IRSN, EDF aurait précisé au cours de l'instruction à la fois que la station de pompage présente des marges pour résister au-delà du séisme de dimensionnement et qu'« en premier avis d'expert, EDF conclut à la résistance du tunnel de rejet » au-delà de ce séisme également ;
- d'autre part, un renforcement de la protection volumétrique doit être considéré pour renforcer la robustesse de l'ensemble de la station de pompage et de l'ouvrage de rejet à une inondation au-delà du dimensionnement.

Malgré les incertitudes qui pèsent donc sur la disponibilité dans toutes les circonstances de la SRU, EDF valorise dans son rapport ECS pour l'EPR de Flamanville le recours à la SRU comme réponse à une situation H1 interprétée comme la perte de la source froide principale (SEC) : ainsi l'ECS n'envisage pas les conséquences pour le réacteur d'une perte totale de refroidissement touchant à la fois la source froide principale (SEC) et la source ultime (SRU). Ce choix nous semble contraire à la démarche déterministe définie par le cahier des charges des ECS, qui suppose de considérer les situations pénalisantes indépendamment de la probabilité de leurs causes.

3.3 Vulnérabilités et scénarios d'accident

Outre un renforcement de son dimensionnement aux agressions externes, la conception du réacteur EPR vise explicitement à réduire très significativement les conséquences de scénarios d'accident grave pour les populations et pour l'environnement. Ainsi que l'IRSN le rappelait dans un bilan sur les programmes de recherche et développement sur l'accident grave en 2006, les spécificités de l'EPR de ce point de vue sont les suivantes³³⁹ :

Les dispositions retenues pour le projet EPR visent à améliorer significativement la prévention des accidents. Pour EPR, cette question est examinée dès la conception. À cet égard, les directives techniques précisent que « les accidents avec fusion du cœur (en particulier en pression) qui conduiraient à des rejets précoces importants doivent être « pratiquement éliminés » : s'ils ne peuvent pas être considérés comme physiquement impossibles, des dispositions de conception doivent être prises pour les exclure ». Ces mêmes directives techniques indiquent également que « les séquences avec fusion du cœur à basse pression doivent être traitées de telle sorte que les rejets maximaux concevables associés ne nécessitent que des mesures de protection des populations très limitées en termes d'étendue et de durée ».

Les dispositions associées incluent notamment deux dispositifs innovants. Le premier, destiné à « éliminer pratiquement » les accidents de fusion du cœur en pression, consiste en l'introduction d'une vanne de décharge spécifique sur le circuit primaire, couplée à une vanne d'isolement, afin de permettre la dépressurisation du circuit primaire en cas de fusion du cœur. Le second, plus connu, concerne la protection du radier contre une fusion du cœur en basse pression avec l'implantation, dans l'enceinte de confinement, d'un récupérateur du corium relié au puits de cuve.

Outre ces innovations, la conception du réacteur EPR intègre des éléments de renforcement du dimensionnement de dispositifs présents sur les réacteurs existants, qui dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima interrogent en retour le niveau de robustesse du parc actuel d'EDF. C'est le cas par exemple de l'enceinte de confinement.

L'enceinte du réacteur EPR a été conçue en tenant compte du retour d'expérience des réacteurs français et allemands en envisageant différentes options. Les objectifs fixés consistaient à prendre en compte, dès la conception, la possibilité d'un accident allant jusqu'à la fusion complète du cœur et ses conséquences potentielles, telles qu'une explosion d'hydrogène dans l'enceinte ou la génération de projectiles à l'intérieur de l'enceinte. En particulier, l'enceinte de l'EPR est dès l'origine dimensionnée pour résister en interne à une pression accidentelle plus élevée que celle de l'APRP, mais aussi en externe à des agressions renforcées, dont la chute d'un avion militaire. L'ensemble des considérations a conduit à retenir un

³³⁹ IRSN et CEA 2007

concept de double enceinte comme pour les réacteurs N4 en renforçant les épaisseurs de béton, jusqu'à 130 cm pour le cylindre et 90 cm pour le dôme pour l'enceinte interne en béton précontraint, et 130 cm pour la paroi externe en béton armé. Au vu des problèmes observés sur les enceintes des 1 300 MWe, l'IRSN et son homologue allemand la GRS avaient dès 1997 souligné la nécessité, pour « garantir l'étanchéité de la paroi interne en tous points et durant toute la durée de vie de l'ouvrage », d'ajouter une peau d'étanchéité métallique³⁴⁰. Cet élément a effectivement été incorporé au concept final de l'enceinte de l'EPR. Ce choix met aujourd'hui en évidence, par contraste, les faiblesses observées sur les enceintes des réacteurs en exploitation du parc d'EDF.

Les évolutions notables intégrées dans la conception du réacteur EPR n'apportent pas nécessairement des réponses suffisantes sur tous les points. Ainsi le renforcement prévu au niveau de la piscine du réacteur améliore incontestablement la prise en compte des risques d'accident dans ce bâtiment par rapport à la situation qui prévaut sur les réacteurs existants. Toutefois ce renforcement, en partie compensé par une augmentation du potentiel de danger lié à l'inventaire qu'il est prévu d'entreposer, doit être réévalué en regard des enseignements de l'accident de Fukushima.

En cohérence avec l'augmentation de puissance de l'EPR, la piscine représente tout d'abord un potentiel de danger accru par l'augmentation de sa capacité nominale, tant en termes de tonnage de combustible que de charge thermique. Avec un volume de 1 468 m³ d'eau contre environ 1 000 m³ dans les réacteurs actuels, la piscine de l'EPR peut accueillir jusqu'à 1 092 assemblages d'une demi-tonne chacun environ. Elle est dimensionnée pour refroidir une puissance thermique pouvant atteindre 5 MW en fonctionnement normal et jusqu'à 17,6 MW dans le cas d'un déchargement complet du cœur dans les jours qui suivent un arrêt³⁴¹. Les systèmes de refroidissement sont renforcés en conséquence. D'une part, leur capacité nominale est plus que doublée, passant de 100 l/s à plus de 220 l/s environ. D'autre part, les deux circuits de refroidissement destinés à pouvoir fonctionner en alternance sont complétés par un troisième circuit de refroidissement d'urgence ; ce troisième circuit repose sur les moyens externes de secours (circuit d'échange de chaleur, générateur diesel), afin de ne pas être soumis à un mode commun de défaillance avec les deux premiers³⁴².

Le renforcement porte également sur l'enveloppe de protection de la piscine. Celle-ci est abritée avec son système de refroidissement et différents systèmes auxiliaires dans le bâtiment combustible (dit BK). Dans l'EPR comme dans les autres réacteurs, celui-ci jouxte le bâtiment principal pour minimiser la distance de transfert du combustible entre la piscine et la cuve du réacteur, en chargement comme en déchargement. Le bâtiment BK est inclus dans la structure dite « coque avion », censée apporter une protection renforcée contre le risque de chute d'avion. Le niveau de résistance de cette coque aux contraintes mécaniques, combiné aux dispositifs d'amortissement dissociant cette enceinte de la structure interne de la piscine, dimensionnent la résistance du bâtiment BK à ce risque de chute d'avion ainsi qu'au séisme.

Plusieurs questions se posent toutefois à la lumière du scénario de Fukushima : celui-ci conduit à interroger d'une part les limites de l'approche probabiliste du dimensionnement des installations vis-à-vis des risques externes, et d'autre part la vulnérabilité des piscines de combustible à des risques internes liés à un accident de cœur, et le risque secondaire d'incendie ou d'explosion lié aux piscines elles-mêmes. En particulier, la question de l'interaction entre le bâtiment combustible et le bâtiment réacteur, c'est-à-dire de la vulnérabilité respective de ces deux parties essentielles à des événements se produisant sur l'autre, mérite d'être revisitée à la lumière des événements de Fukushima. Le degré de proximité de ces deux bâtiments et le niveau de protection assuré entre ces deux parties doivent être revus en prenant en compte les événements les plus pénalisants susceptibles de se produire dans chacune des deux parties. Ceci apparaît d'autant plus nécessaire que le bâtiment combustible du réacteur EPR ne semble faire en l'état l'objet d'aucun dimensionnement spécifique vis-à-vis du risque d'explosion interne, dont le rapport préliminaire de sûreté estime qu'elles peuvent être écartées grâce à des dispositifs de prévention.

De plus, le risque de rupture, brèche ou siphonage pouvant conduire à une vidange de la piscine plus rapide que sous l'effet de la seule évaporation liée au dégagement thermique ne peut être écarté sur l'EPR,

³⁴⁰ OPECST 1998

³⁴¹ EDF 2006, p. 825 et suivantes.

³⁴² Flamanville ECS 2011, Partie EPR Flamanville 3, chapitre 5

même si des dispositions plus robustes sont prises sur ce point également. Pourtant, le phénomène d'évaporation est comme pour les autres réacteurs le seul facteur pris en compte par EDF dans son étude ECS, ce qui conduit à exclure tout accident grave sur la piscine de l'EPR³⁴³. À ce titre, nous partageons les conclusions formulées par l'IRSN sur le risque d'accident lié aux piscines qui s'appliquent également au projet de réacteur EPR³⁴⁴ :

L'IRSN estime (...) que la démarche d'examen de la robustesse des installations demandées par les ECS doit également considérer, en cas de séisme de niveau supérieur à celui de dimensionnement, le risque de fuite des équipements pouvant mettre en cause l'inventaire en eau dans les piscines des bâtiments du réacteur et de stockage du combustible. En effet, ces situations peuvent conduire à un effet falaise compte tenu, notamment de la possibilité de diminution significative de l'inventaire en eau présent, de la réduction induite des délais avant découverture du combustible et des contraintes particulières associées sur la gestion opérationnelle des accidents. A cet égard, l'IRSN souligne que, **sur les réacteurs en exploitation ou en cours de construction**, la limitation des conséquences d'un accident grave en piscine serait très difficile. Dans le cadre des ECS, l'IRSN estime ainsi nécessaire la mise en oeuvre de contrôles et modifications des SSC visant à éviter tout dénoyage des assemblages combustibles dans une situation accidentelle où une fuite interviendrait sur les équipements constitutifs des piscines et sur les circuits qui y sont reliés.

Si certains renforcements peuvent donc apparaître insuffisants dans le cadre de la démarche ECS, d'autres renforcements soulèvent des doutes sur leur capacité à remplir dans tous les scénarios envisagés les fonctions de sûreté qui leur sont attribuées. C'est en particulier le cas du « core-catcher » ou récupérateur de corium implanté pour protéger le radier en cas de fusion du cœur. Le principe de ce dispositif consiste à contrôler l'écoulement de ce matériau spécifique, formé du combustible fondu sous sa propre chaleur et des matériaux qu'il agrège dans ce processus, vers un réceptacle en matériau très réfractaire capable de résister à sa chaleur le temps nécessaire au refroidissement de ce cœur fondu. Une épaisseur de « béton sacrificiel » permet d'abaisser la température du mélange, refroidi ensuite par un circuit spécifique d'aspersion d'eau.

Le scénario de fusion du cœur et d'écoulement hors de la cuve du corium qui en résulte est en premier lieu redouté du fait du risque d'explosion d'hydrogène associé. Il est à souligner de ce point de vue que la quantité d'hydrogène produite dépend en partie de la quantité de corium dispersé³⁴⁵ et qu'elle pourrait donc atteindre dans l'EPR, deux fois plus puissant que les réacteurs 2, 3 et 4 de Fukushima par exemple, des volumes plus importants. L'EPR est équipé pour faire face à ce risque de recombineurs d'hydrogène dont le dimensionnement, en regard de la cinétique de formation de l'hydrogène, reste sujet à interrogations. Lors de l'écoulement du corium hors de la cuve, un risque particulier concerne la rencontre possible de ce cœur avec de l'eau qui, selon les conditions d'interaction, peut produire une très violente explosion de vapeur.

Le scénario de fusion du cœur et d'écoulement hors de la cuve du corium qui en résulte est en premier lieu redouté du fait du risque d'explosion d'hydrogène associé. Il est à souligner de ce point de vue que la production d'hydrogène est en partie proportionnelle à la quantité de combustible mise en jeu et qu'elle pourrait donc atteindre dans l'EPR, deux fois plus puissant que les réacteurs de Fukushima par exemple, des volumes plus importants. L'EPR est équipé pour faire face à ce risque de recombineurs d'hydrogène dont le dimensionnement, en regard de la cinétique de formation de l'hydrogène, reste sujet à interrogations. Lors de l'écoulement du corium hors de la cuve, un risque particulier concerne la rencontre possible de ce cœur avec de l'eau qui, selon les conditions d'interaction, peut produire une très violente explosion de vapeur. Ensuite, en cas d'écoulement du corium dans le radier de l'enceinte, l'interaction entre le corium et le béton pourrait conduire à l'enfoncement du corium dans le socle jusqu'à entrer en contact avec le sous-sol, ouvrant la voie à différents mécanismes de contamination ; de plus, cette interaction générerait des gaz susceptibles de provoquer une explosion secondaire. C'est pour prévenir ces risques que l'EPR est doté d'un récupérateur de corium.

³⁴³ Flamanville ECS 2011, Partie EPR Flamanville 3, chapitre 5, p. 24 et suivantes.

³⁴⁴ IRSN 2011 Résumé, p. 8. Souligné par nous.

³⁴⁵ IRSN 2003 Durin et al. p. 4 (pdf)

Compte tenu de la réévaluation du risque de fusion du cœur induite par Fukushima, le bon comportement du récupérateur de corium, c'est-à-dire sa capacité à prévenir ces différents risques, n'est pas une question théorique. Or, son bon fonctionnement repose en premier lieu sur différentes hypothèses liées à la modélisation et du comportement du corium dans la cuve, lors de son écoulement puis de son mélange au béton sacrificiel dans le récupérateur. Ensuite, ce bon fonctionnement suppose que le corium, assemblé comme prévu par la modélisation au fond de la cuve, s'écoule correctement après la mise en œuvre, au moment adéquat, d'un système d'écoulement placé en fond de cuve. L'expérience de Fukushima confirme à ce titre la difficulté à suivre avec la précision voulue, compte tenu de l'impossibilité de disposer d'une instrumentation fiable in situ, l'évolution du processus de fusion du cœur. Le retour d'expérience de Fukushima, y compris les enseignements qu'il sera possible de tirer a posteriori sur le comportement du matériau fondu, sera très important pour revoir la démonstration de l'efficacité du récupérateur de corium.

Un dernier enseignement direct de la catastrophe de Fukushima, concernant les réflexions sur l'implantation et le dimensionnement des équipements du réacteur EPR en construction à Flamanville, porte sur la vulnérabilité de la salle de commande au développement d'un scénario d'accident sur le cœur. La proximité de la salle de commande avec le réacteur peut entraîner une exposition de cette salle à des radiations intenses ou encore à un risque d'explosion qui limiterait la capacité des opérateurs à reprendre le contrôle du réacteur dans une situation déjà critique.

La salle de commande de l'EPR est située dans l'un des quatre bâtiments abritant les trains de sauvegarde, et placée à l'intérieur de la coque béton qui abrite également le bâtiment combustible. Une salle de repli est disposée dans un autre bâtiment de train de sauvegarde, à un autre niveau pour éviter une défaillance commune par une agression externe. Cette configuration soulève le même type d'interrogation que pour le bâtiment combustible, et appelle à revoir à la lumière de Fukushima le niveau de vulnérabilité de cette salle, non seulement aux agressions externes dans le cadre d'une nécessaire révision des hypothèses dimensionnantes, mais aussi aux situations dégradées au sein du bâtiment réacteur.

4. Conclusions sur l'EPR

À la lumière de l'analyse générique de la démarche ECS d'EDF, de son application au cas du projet de réacteur EPR en construction à Flamanville et des différents compléments d'analyse développés dans ce chapitre, les conclusions tirées par EDF doivent être considérées avec la plus grande prudence.

Le projet de réacteur EPR a été conçu dès l'origine pour mieux résister aux agressions diverses et réduire à la fois la probabilité et les conséquences de scénarios d'accidents graves. Toutefois, sa conception largement antérieure à Fukushima est basée sur le retour d'expérience des accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl et doit être confrontée au retour d'expérience de ce nouvel accident. Différents éléments de conception tels que l'implantation des diesels de secours, celle de la salle de commande ou le niveau de protection de la piscine d'entreposage du combustible peuvent d'ores et déjà être remis en question.

Si le réacteur EPR est globalement réputé plus robuste, la démonstration apportée par EDF dans son rapport ECS montre les mêmes lacunes que pour les réacteurs existants. Les scénarios étudiés ne présentent pas un spectre suffisamment large en regard des événements initiateurs, des agressions secondaires pouvant affecter le réacteur et de la réalisation des phénomènes les plus redoutés dans le cœur du réacteur comme dans la piscine d'entreposage. De plus, le rapport ECS pour le réacteur EPR ne traite pas deux problèmes de fond qui pèsent sur sa démonstration de sûreté :

- de nombreux points restent ouverts dans l'instruction du rapport de sûreté du réacteur. Ceci inclut certains modes de gestion envisagés, certains éléments de la méthode de démonstration, ou encore l'efficacité de dispositifs aussi fondamentaux dans les scénarios ECS que le système de contrôle-commande ou le récupérateur de corium ;
- le chantier de construction présente de nombreux problèmes de non conformité, dont certains touchent des éléments essentiels pour la sûreté tels que la cuve, le radier, l'enceinte ou la piscine.

Recommandations

Une révision de l'étude ECS de l'EPR apparaît nécessaire pour mieux prendre en compte les incertitudes qui demeurent dans le rapport de sûreté de ce projet de réacteur et les problèmes qui apparaissent au fil de sa construction, tout en élargissant les scénarios pris en compte au même titre que nous l'avons recommandé pour les réacteurs existants. Nous formulons plus particulièrement les recommandations suivantes :

1. Le rapport ECS d'EDF pour le projet de réacteur EPR devrait fournir un état aussi précis que possible des sujets restants ouverts dans le cadre de l'instruction du rapport de sûreté du réacteur. Ce bilan devrait permettre d'apprécier la sensibilité des résultats proposés par EDF aux incertitudes de cette instruction.
2. De même, le rapport ECS d'EDF pour l'EPR devrait fournir un état aussi précis que possible des non conformités identifiées au cours du chantier de construction et de leur traitement passé ou à venir. Le rapport devrait étudier au moins pour les plus importants d'entre eux leur influence sur le comportement du réacteur dans les scénarios considérés par les ECS, en particulier les éventuels effets falaise ou les effets cumulatifs. De plus, considérant le risque que des non conformités ne soient pas décelées au cours du chantier, une analyse de sensibilité des résultats des ECS à des défauts non décelés devrait être proposée.
3. Par ailleurs, le champ des scénarios envisagés pour l'EPR devrait s'élargir pour prendre en compte l'ensemble des éléments recommandés plus haut pour les réacteurs existants (initiateurs, agressions induites, conséquences déterministes des phénomènes redoutés...).

VII. Analyse de l'ECS produite par Areva pour La Hague

(Arjun Makhijani)

Ce chapitre traite à la fois :

- la conformité et les écarts d'un point de vue méthodologique entre la méthode développée par Areva (sur l'exemple du rapport pour La Hague) et le cahier des charges des études ECS ;
- les points sur lesquels l'analyse ECS conforte l'évaluation de sûreté et n'appelle pas d'attention particulière ;
- quelques lacunes qui apparaissent dans l'analyse ECS conduite par Areva et leurs implications potentielles en termes de remise en cause de l'évaluation de sûreté du site.

Nous soulignons que ce chapitre ne vise pas à faire une analyse complète, mais à élaborer quelques points forts et spécialement quelques lacunes dans l'ECS de La Hague. Par ailleurs il n'était pas possible, dans les délais impartis, de faire une évaluation détaillée de l'analyse d'Areva sur le dimensionnement et la performance sismique aussi bien des diverses installations que du site. Mais il est à noter que, dans l'ensemble, nous partageons l'analyse et l'avis de l'IRSN sur ce point³⁴⁶.

1. Note préliminaire : les références et la transparence

L'ECS la Hague ne contient pas de références ni même une liste des documents de référence. L'absence de bibliographie révèle un manque de transparence et ne facilite pas une revue indépendante. Tous les acteurs de cette ECS (exploitants, ASN, Groupe permanent, IRSN³⁴⁷...) font remarquer la brièveté des délais impartis et donc les lacunes inévitables dans les textes produits. Ceci rend d'autant plus indispensable la publication de textes antérieurs qui ne sont pas publics actuellement (études de sûreté, etc.) pour pouvoir mieux identifier les aspects qui n'ont jamais été traités.

L'absence de références s'ajoute à un manque historique de transparence. Par exemple, il n'existe pas de version publique du rapport d'analyse de la sûreté de La Hague. Il n'existe pas d'analyse publique de la perte totale en avril 1980 de l'alimentation d'électricité dans les cuves d'entreposage de produits de fission.

Un examen par l'exploitant à la lumière de Fukushima est essentiel car il fournit l'expertise à ceux qui ont acquis une expérience opérationnelle au jour le jour et une connaissance intime de l'usine. En revanche, comme l'examen par les Verts/ALE l'a noté, ce type d'examen d'expert ne peut pas être considéré comme indépendant³⁴⁸. Bien que le rapport des Verts/ALE ne se préoccupe que des réacteurs, son exigence que « [l]es rapports existants sur la sûreté des réacteurs devraient être structurés de manière à donner plus de transparence et constituer une base solide pour la comparaison des dispositions de sécurité des [sic] réacteurs »³⁴⁹ s'applique également aux installations de La Hague.

2. Présentation succincte du site et de la situation actuelle

La Hague est un site particulièrement complexe. Bien qu'il n'y ait globalement qu'une seule fonction principale – le traitement des combustibles usés – le nombre et la complexité des installations nucléaires de base et des autres installations sur le site est remarquable. Il y a 5 étapes nécessaires, selon l'ECS³⁵⁰ :

³⁴⁶ Voir IRSN 2011 Tome 1, pp. 124-130, et IRSN 2011 Tome 2, pp. 135-155

³⁴⁷ Voir, par exemple, IRSN 2011 Résumé, p. 5

³⁴⁸ Verts/ALE 2011, Sommaire français

³⁴⁹ Verts/ALE 2011, Sommaire français

³⁵⁰ Areva 2011, p. 27 et chap. 3

- la réception, le déchargement et l'entreposage des combustibles,
- le cisailage et la dissolution,
- la séparation des matières valorisables (uranium et plutonium),
- la purification des matières valorisables et leur conditionnement avant expédition,
- le conditionnement des déchets ultimes et leur retour vers les clients.

Chacune de ces étapes comprends des activités et/ou des processus divers. De plus, Areva est autorisé à traiter plusieurs types de combustibles usés – dioxyde d'uranium, mélange de dioxyde d'uranium et de plutonium (dit MOX) provenant des réacteurs à eau légère ainsi que des réacteurs à neutrons rapides – ainsi que le MOX non-irradié. Bien sur, Areva traite et conditionne les déchets provenant de ces processus. Finalement, il y a des activités historiques, comme le traitement des combustibles usés des réacteurs gaz-graphite, qui ne sont pas actuellement poursuivies. Mais il existe sur le site plusieurs entreposages de matières radioactives issues de ces activités anciennes.

Il y a 7 installations nucléaires de base sur le site de La Hague avec une quarantaine d'ateliers. La liste s'établit selon l'ASN comme suit³⁵¹ :

- INB 80 : haute activité combustible
 - HAO/Nord : atelier de déchargement sous eau et d'entreposage des éléments combustibles usés ;
 - HAO/Sud : atelier de cisailage et de dissolution des éléments combustibles usés.
- INB 33 : usine UP2 400, première unité de retraitement
 - HA/DE : atelier de séparation de l'uranium et du plutonium des produits de fission ;
 - HAPF/SPF (1 à 3) : atelier de concentration et d'entreposage des produits de fission ;
 - MAU : atelier de séparation de l'uranium et du plutonium, de purification et d'entreposage de l'uranium sous forme de nitrate d'uranyle ;
 - MAPu : atelier de purification, de conversion en oxyde et de premier conditionnement de l'oxyde de plutonium ;
 - LCC: laboratoire central de contrôle qualité des produits.
- INB 38 : installation STE2, collecte, traitement des effluents et entreposage des boues de précipitation et atelier
 - AT1, installation prototype en cours de démantèlement
- INB 47 : atelier Elan II B, installation de recherche du CEA en cours de démantèlement
- INB 116 : usine de retraitement UP3
 - Atelier T0 : atelier de déchargement à sec des éléments combustibles usés;
 - Piscines D et E : piscines d'entreposage des éléments combustibles usés ;
 - T1 : atelier de cisailage des éléments combustibles, de dissolution et de clarification des solutions obtenues ;
 - T2 : atelier de séparation de l'uranium, du plutonium et des produits de fission, et de concentration/entreposage des solutions de produits de fission ;
 - T3/T5 : ateliers de purification et d'entreposage du nitrate d'uranyle ;
 - T4 : atelier de purification, de conversion en oxyde et de conditionnement du plutonium ;
 - T7 : atelier de vitrification des produits de fission ;
 - BSI : atelier d'entreposage de l'oxyde de plutonium ;
 - BC : salle de conduite de l'usine, atelier de distribution des réactifs et laboratoires de contrôle de marche du procédé ;
 - ACC : atelier de compactage des coques et embouts ;
 - AD2 : atelier de conditionnement des déchets technologiques ;
 - ADT – EDS –D/E EDS ECC: ateliers d'entreposage et de reprise des déchets technologiques et de structures conditionnés ;
 - E/EV sud est (extension EEVLH) : atelier d'entreposage des résidus vitrifiés.
- INB 117 : usine de retraitement UP2 800

³⁵¹ ASN 2011-03, chap. 13, p. 372. Voir aussi Areva 2011, Tableau 1 (p. 28) et Section 3.1.

- NPH : atelier de déchargement sous eau et d'entreposage des éléments combustibles usés en piscine ;
- Piscine C : piscine d'entreposage des éléments combustibles usés ;
- R1 : atelier de cisailage des éléments combustibles, de dissolution et de clarification des solutions obtenues (incluant l'URP : atelier de redissolution du plutonium) ;
- R2 : atelier de séparation de l'uranium, du plutonium et des produits de fission et de concentration des solutions de produits de fission (incluant l'UCD : unité centralisée de traitement des déchets Alpha) ;
- R4 : atelier de purification, de conversion en oxyde et de premier conditionnement de l'oxyde de plutonium ;
- SPF (4, 5, 6) : ateliers d'entreposage des produits de fission ;
- BST1 : atelier de deuxième conditionnement et d'entreposage de l'oxyde de plutonium ;
- R7 : atelier de vitrification des produits de fission ;
- AML-AMEC : ateliers de réception et d'entretien des emballages.

- INB 118 : installation STE3 : collecte, traitement des effluents et entreposage des colis bitumés.

La construction des différentes installations a débuté à des dates différentes et s'est poursuivie sur plusieurs décennies ; beaucoup ont subi de nombreuses transformations, certaines sont en cours de démantèlement.

3. Principaux points forts et points faibles dans la présentation et la démarche d'Areva

3.1. Points forts

L'ECS d'Areva examine plusieurs questions importantes d'une manière satisfaisante. La liste suivante est incomplète, mais présente quelques points forts :

Description du site et des activités du site

Areva a discuté de son environnement géographique et de ses conditions météorologiques. Areva a fourni les informations du dimensionnement sismique pour chaque INB. Areva a également décrit la situation actuelle des différentes activités de retraitement et de traitement des déchets et fourni les termes sources dans les diverses installations nucléaires de base. Pour *quelques* scénarios cela apparaît suffisant pour les besoins de l'analyse et conforme à la prescription de l'ASN.

Prise en compte des différentes situations accidentelles :

L'approche semble partiellement conforme aux instructions de l'ASN sur la prise en compte des différentes situations accidentelles – « partiellement » parce que la liste des situations accidentelles est loin d'être complète (voir ci-dessous). Areva a discuté l'hypothèse la plus pénalisante, celle d'une perte totale d'alimentation électrique dans plusieurs situations. Les accidents considérés incluent :

- la génération d'hydrogène en lien avec l'entreposage du combustible irradié et dans les équipements contenant les produits de fission ;
- la perte du système de rotation des décanteuses pendulaires centrifuges (DPC) ;
- la perte de la fonction de refroidissement des solutions entreposées à forte puissance thermique et des piscines de stockage de combustible usé, induite par une perte totale de l'électricité ;
- la perte de la fonction de dilution de l'hydrogène de radiolyse.

Areva a examiné le refroidissement de la Piscine D, la piscine avec la puissance thermique la plus contraignante en cas de perte totale de puissance³⁵² :

³⁵² Areva 2011, p. 141

Les piscines C, D et E forment un ensemble homogène, chaque bassin d'entreposage ayant bénéficié des mêmes dispositions de conception. Le bassin « Piscine D » présente les contraintes de puissance thermique à dissiper maximale. La présentation effectuée ci-après des analyses de robustesse est basée sur ce périmètre piscine D, les résultats étant transposables sur les deux autres bassins d'entreposage.

Areva a également examiné la perte de refroidissement dans des cuves d'entreposage de produits de fission avec la plus grande puissance thermique observée³⁵³. L'IRSN en a pris note et l'a approuvé³⁵⁴ :

Afin d'identifier les situations redoutées, l'exploitant considère des configurations issues du retour d'expérience de l'exploitation, par exemple basées sur les activités et puissances thermiques maximales constatées en exploitation et non sur les conditions d'exploitation les plus pénalisantes définies dans les Règles Générales d'Exploitation. L'IRSN estime que cette approche est acceptable, voire souhaitable dans une démarche visant à fixer les des priorités dans les actions de gestions d'une crise, sous réserve de conserver des marges par rapport aux situations réelles et de s'assurer que ces marges perdurent dans le temps.

3.2. Points faibles

Avant de décrire les lacunes spécifiques dans l'ECS de La Hague, il est important de noter que certaines informations essentielles et de base n'ont pas été fournies ou discutées dans l'ECS. En conséquence, certains scénarios d'accident ne sont pas abordés du point de vue de leur gestion ainsi que de leurs implications pour la gestion de crises multiples simultanées sur le site, comme cela s'est produit à Fukushima Dai-ichi. Par exemple, la répartition des termes sources dans les flux de déchets par radionucléides n'est pas spécifiée, même pour les termes sources les plus importants de déchets liquides tels que les déchets de haute activité. Par exemple, le terme source du césium 137 dans les déchets liquides n'est pas spécifié ; pourtant il est important pour évaluer la contamination sur le site et hors du site résultant de rejets accidentels. Il est également important pour évaluer les conditions de travail sur place lors de la gestion des situations d'urgence en cas de rejet sur le site ou dans l'atmosphère. Par ailleurs, les données de dimensionnement sismique des équipements, par exemple les tuyauteries transportant des déchets ou les cuves entreposant les produits de fission dans les installations plus anciennes, ne sont pas fournies.

Areva a négligé de répondre à un certain nombre de questions jugées essentielles pour une évaluation de sûreté post-Fukushima. Cette critique n'est pas en mesure de fournir un aperçu complet des écarts et lacunes dans l'ECS pour La Hague. Néanmoins, nous énumérons et nous analysons ensuite quelques-uns des plus importants :

1. *Les explosions de « red oil »* : Les explosions de « red oil » ne sont ni évoquées ni analysées, pas plus que les mécanismes qui pourraient se présenter suite à une perte totale de l'alimentation électrique, lesquels pourraient avoir un impact sur les conditions engendrant ce type d'explosion.
2. *Une conception restreinte des accidents* : Les actes de malveillance externes ou les conséquences de divers types d'erreurs humaines et de défaillance de certains types d'équipement n'ont pas été pris en compte. Par ailleurs, les impacts des incendies et explosions chimiques ou des rejets radioactifs émanant de termes sources de moindre importance sur la gestion d'une situation d'urgence sur le site n'ont pas été évaluées.
3. *Un certain nombre d'installations ont été exclues des ECS* : Areva a adopté un nombre limité d'installations pour démontrer qu'elle peut gérer des événements hors dimensionnement. Avant de conclure que les accidents peuvent être gérés sans rejets désastreux de radioactivité, les ECS devraient être plus complètes.
4. *Une analyse sur la pertinence des accidents passés ou évités de justesse est absente* : Le retour d'expérience devrait contenir une évaluation de l'incident d'avril 1980 où une perte totale d'électricité s'était produite, et par la même une perte totale du refroidissement des cuves d'entreposage de produits de fission pendant plusieurs heures. La prise en compte des accidents dans les usines de retraitement

³⁵³ Areva 2011, p. 111. Voir également IRSN 2011 Tome 2, p. 136.

³⁵⁴ IRSN 2011 Tome 1, pp. 43-44

PUREX survenus dans d'autres pays ainsi que les événements précurseurs pourraient contribuer à élaborer des procédures en vue de réduire les risques d'accidents.

5. *La gestion des accidents dans le cadre d'une contamination sur le site et en dehors du site* : Areva n'envisage dans aucun de ses scénarios une contamination en dehors du site. Pourtant, une telle contamination a été et continue d'être, huit mois après le déclenchement de l'accident, un problème important dans la gestion des accidents et la protection de la population à Fukushima. La Hague est située près de la pointe d'une presqu'île étroite. Sa vaste contamination pourrait influencer sur la capacité d'Areva à acheminer des ressources de l'extérieur du site dans les délais nécessaires.
6. *Le personnel sous-traitant* : Dans les ECS Areva a traité de la question de la sous-traitance, mais la discussion ne tient pas suffisamment compte du personnel itinérant et des sous-traitants auxquels on a dû faire appel à Fukushima et du minimum de formation que beaucoup d'entre eux avaient reçue en raison des effectifs importants nécessaires.

4. Discussion approfondie des points faibles

4.1. Explosions de red oil

Areva a complètement passé sous silence toute discussion concernant les explosions de red oil (« huile rouge »), qui sont des accidents survenus dans le passé dans des usines de retraitement dans d'autres pays. Si la prévention de ce type d'explosions dans le cours normal d'exploitation devrait faire partie des procédures opérationnelles et de dimensionnement d'Areva, une attention toute particulière doit être accordée à la prévention de telles explosions dans le contexte de l'accident de Fukushima. A ce titre une telle analyse fait bien partie de l'ECS. C'est l'une des principales lacunes dans l'ECS qui a besoin d'être remédiée.

Le Conseil de la sûreté des installations nucléaires militaires, qui supervise la sécurité des installations nucléaires de la défense des États-Unis définit l'« huile rouge » comme suit³⁵⁵ :

Le terme red oil désigne une substance de composition variable formée quand une solution organique, généralement du tri-n-butyl phosphate (TBP) et son diluant, entrent en contact avec de l'acide nitrique concentré à une température supérieure à 120 °C. La red oil est relativement stable en dessous de 130 °C, mais elle peut se décomposer de façon explosive lorsque sa température est portée au-delà de 130 °C.

En 2008, l'IRSN a écrit une note technique sur le sujet des explosions de red oil dans les usines de retraitement et les mesures à prendre pour les prévenir. Les objectifs de la note étaient les suivants³⁵⁶ :

- Le retour d'expérience des explosions, liées à la formation de tels composés, survenues dans les usines de traitement de combustibles usés à travers le monde, est succinctement abordé.
- Les principales mesures de maîtrise de ces risques, mises en œuvre dans les usines françaises concernées, sont également présentées.

Dans sa note technique l'IRSN a présenté le sujet des explosions de red oil comme suit³⁵⁷ :

Le TBP et son diluant « inerte » (kérosène, n-dodécane, TPH1...), ainsi que leurs produits de dégradation par hydrolyse et radiolyse (DBP, MBP, phosphates, alcools...), sont susceptibles de réagir violemment avec des produits oxydants. En présence d'acide nitrique ou de nitrates de métaux lourds (nitrate d'uranyle, nitrate de plutonium), ces composés organiques peuvent conduire, à des températures élevées, à la formation de composés complexes nitrés, dits « red oils » (la couleur rouge de ces « red oils » est attribuée aux composés nitrés du diluant), susceptibles de se décomposer en donnant lieu à une réaction explosive lorsque le mélange est porté au-delà de 130 °C. Plusieurs explosions se sont ainsi produites dans le monde, dont les plus importantes dans les usines de Savannah River aux États-Unis (1953 et 1975) et de Tomsk en Sibérie (1993).

³⁵⁵ DNFSB 2003, p. iii

³⁵⁶ IRSN 2008, p. 1

³⁵⁷ IRSN 2008, p. 2

Outre ces trois incidents mentionnés par l'IRSN, un incident est également survenu sur le site de Hanford en 1953 lors du traitement de nitrate d'uranyle ainsi qu'un autre à Oak Ridge, en 1959, lors de la concentration d'une solution de nitrate de plutonium (voir ci-dessous). Une brève description de chaque incident est utile pour donner un aperçu des séquences d'événements qui peuvent conduire à des explosions de red oil dans des usines de retraitement.

Savannah River Site - 1953

L'IRSN a décrit cet incident comme suit³⁵⁸ :

L'explosion survenue en 1953 dans l'usine de Savannah River, lors d'un essai de concentration par évaporation d'une solution de nitrate d'uranyle hexahydraté (3 600 L), est liée à l'absence de moyens de contrôle suffisants de l'opération qui a entraîné une mauvaise estimation de la température dans l'évaporateur et un excès d'évaporation de la solution (la siccité a été pratiquement atteinte). Cet excès d'évaporation a provoqué une décomposition thermique violente des composés TBP/nitrates présents dans l'évaporateur (36 L de TBP étaient présents en solution) suivie d'une explosion. L'équipement a été entièrement détruit et le bâtiment gravement endommagé.

Le Conseil de la sûreté des installations nucléaires militaires, a estimé que, le 12 janvier 1953, environ 36 kg de solvant de TBP étaient présents par inadvertance lors de la concentration d'une solution de nitrate d'uranyle et que celui-ci « était en contact avec 30 pour cent de TBP solvant dans le kérosène. » « La mesure de la température était inopérable et les indications de densité étaient hors échelle. » Si l'équipement a été détruit, il n'y a eu aucun blessé³⁵⁹.

Hanford - 1953

Le 1^{er} juillet 1953, un incident de red oil s'est produit à Hanford. L'IRSN le décrit comme suit³⁶⁰ :

[En 1953] le même type de scénario [« red oil » incident] s'est produit dans l'usine de Hanford, cette fois du fait d'une défaillance non détectée de la pompe d'alimentation en nitrate d'uranyle de l'évaporateur. L'évaporation s'est poursuivie normalement sans modification de la puissance de chauffe jusqu'au début de la calcination des sels de nitrates, 40 L de TBP étant présents initialement dans la solution. Les conséquences de l'explosion furent toutefois moins importantes compte tenu de la présence d'un disque de rupture sur l'évaporateur.

Une analyse de l'incident faite dix jours plus tard par General Electric (l'entrepreneur responsable de la gestion de l'usine) a indiqué une gamme probable de températures comprises entre 135 °C et 160 °C³⁶¹.

Oak Ridge - 1959

Le 20 novembre 1959, Une explosion s'est produite à Oak Ridge dans un évaporateur contenant de l'uranium et du plutonium dans une solution d'acide nitrique. La solution contenait soit du TBP et ses produits de dégradation soit un agent de décontamination complexe dont des acides, du phénol et des amines³⁶². Cet accident revêt une grande importance, car il s'agissait d'une explosion de red oil (ou d'un phénomène chimique semblable) dans une solution contenant une quantité importante de plutonium lequel a été dispersé par l'explosion. Il en est résulté une contamination étendue de plutonium dans deux bâtiments (l'usine pilote et le bâtiment du réacteur graphite), des murs extérieurs, ainsi que des voies aux alentours³⁶³. Plus d'un kilogramme de plutonium a été récupéré lors des opérations de nettoyage³⁶⁴.

³⁵⁸ IRSN 2008, p. 3

³⁵⁹ DNFSB 2003, p. 5-1

³⁶⁰ IRSN 2008, p. 3

³⁶¹ Sege 1953

³⁶² Culver and Cottrell 1960

³⁶³ Culver and Cottrell 1960

³⁶⁴ Bresee 1961, p.2

Savannah River Site - 1975

Il s'est produit une explosion de red oil le 12 février 1975 au cours de la calcination du nitrate d'uranyle. Elle est décrite par l'IRSN comme suit³⁶⁵ :

En 1975, une opération de conversion en UO_3 d'une solution concentrée de nitrate d'uranyle hexahydraté par dénitrification, en présence d'un agent anti-moussant, a conduit à une nouvelle explosion dans l'usine de Savannah River, 120 L de TBP ayant été transférés dans le dénitrificateur, de façon non maîtrisée, avec la solution de nitrate d'uranyle, après avoir franchi deux évaporateurs. L'emballement de la réaction provoqua une montée en température dans l'évaporateur de 250 à 400 °C, la production de gaz et vapeurs inflammables en quantités importantes puis une explosion malgré le démarrage de la ventilation de secours. Cette explosion entraîna la destruction du local contenant l'équipement et l'endommagement d'une partie du bâtiment.

Tomsk - 1993

Le 6 avril 1993, il s'est produit une violente explosion de red oil dans l'usine de retraitement de Tomsk-7 en Russie. L'explosion s'est produite dans le dissolvant de l'une des deux lignes de retraitement PUREX. Comme il s'agissait d'une extraction de deuxième cycle (après une première extraction des produits de fission), le dissolvant contenait des solvants organiques, en plus de l'uranium et du plutonium dans une solution d'acide nitrique. Le barbotage d'air comprimé permettait de maintenir une température uniforme. La cause probable de l'accident a résidé dans l'incapacité à injecter de l'air comprimé dans la solution, avec comme résultat l'absence de mélange et une augmentation de température. On pense qu'une erreur d'opération a été à l'origine de la défaillance, mais une défaillance de l'équipement aurait bien pu en être la cause³⁶⁶. L'IRSN a décrit l'accident comme suit³⁶⁷ :

L'accident a été initié par une opération d'ajustage de 25 m³ de solution de nitrates d'uranyle et plutonium en partie décontaminés, réalisée dans une cuve de 35 m³, à l'aide d'acide nitrique concentré (ajout de 1,5 m³ de HNO_3 14 N). Toutefois, cette cuve contenait également de l'ordre de 0,5 m³ de solvant usé et de crasses d'interphase. Cet équipement n'étant pas agité et n'étant refroidi qu'en partie basse, l'ajout d'acide a conduit à la formation de trois phases : une première phase lourde constituée de la solution aqueuse de nitrate d'uranyle ($[\text{U}]$ 400 g/L ; 1,48 à 1,59 g/cm³), une seconde phase constituée du solvant usé (1,4 g/cm³ ; couche de 8 cm d'épaisseur) et une troisième phase surnageante constituée de l'acide nitrique concentré (1,39 g/cm³). La température de la solution aqueuse de nitrate d'uranyle atteignant 78 °C dans sa partie supérieure, la couche de solvant dégradé s'est progressivement échauffée jusqu'à réagir de façon incontrôlée avec l'acide nitrique concentré. De plus, l'absence d'agitation dans la cuve et le maintien par erreur d'une vanne de purge en position fermée à la suite d'une opération de maintenance a contribué à l'emballement thermique de la réaction. La pression dans le ciel de cuve a atteint 17 bars en 6 minutes, provoquant l'explosion et la rupture de la cuve et le dégagement de 250 m³ de gaz et de vapeurs inflammables. Une seconde explosion entraîna la destruction d'une partie du génie civil du bâtiment, conduisant à un rejet à l'environnement de l'ordre de 10 % du contenu radiologique de la cuve.

Environ 20 TBq de radioactivité alpha, bêta et gamma a été rejetée dans l'environnement³⁶⁸, avec comme résultat une contamination du site et en dehors du site. Un rapport de 1998 de l'AIEA apporte une représentation schématique de la configuration des fluides dans cet accident. La figure 9 du rapport de l'AIEA, figure 3 pour ce rapport, est reproduite ci-dessous.

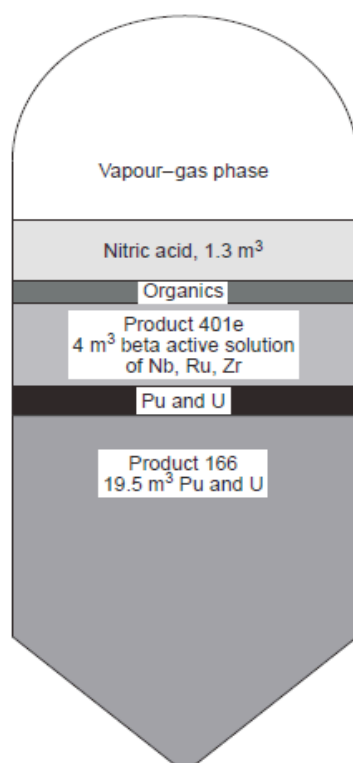
³⁶⁵ IRSN 2008, p. 3. Pour la date exacte, voir DNFSB 2003, p. 5-1.

³⁶⁶ IAEA 1998, p. 22

³⁶⁷ IRSN 2008, p. 3

³⁶⁸ IRSN 2008, p. 3

Figure 3. Schéma de l'hypothèse concernant la non-uniformité des solutions dans la cuve (AD-6101/2) de Tomsk-7, où l'explosion de red oil s'est produite en 1993



Source: IAEA 1998, p. 23

La Figure 4 montre l'endommagement du bâtiment dans lequel se trouvait le dissolvant.

Figure 4. Vue du bâtiment de Tomsk-7 après l'explosion de red oil en 1993



Source : IAEA 1998, p. 22

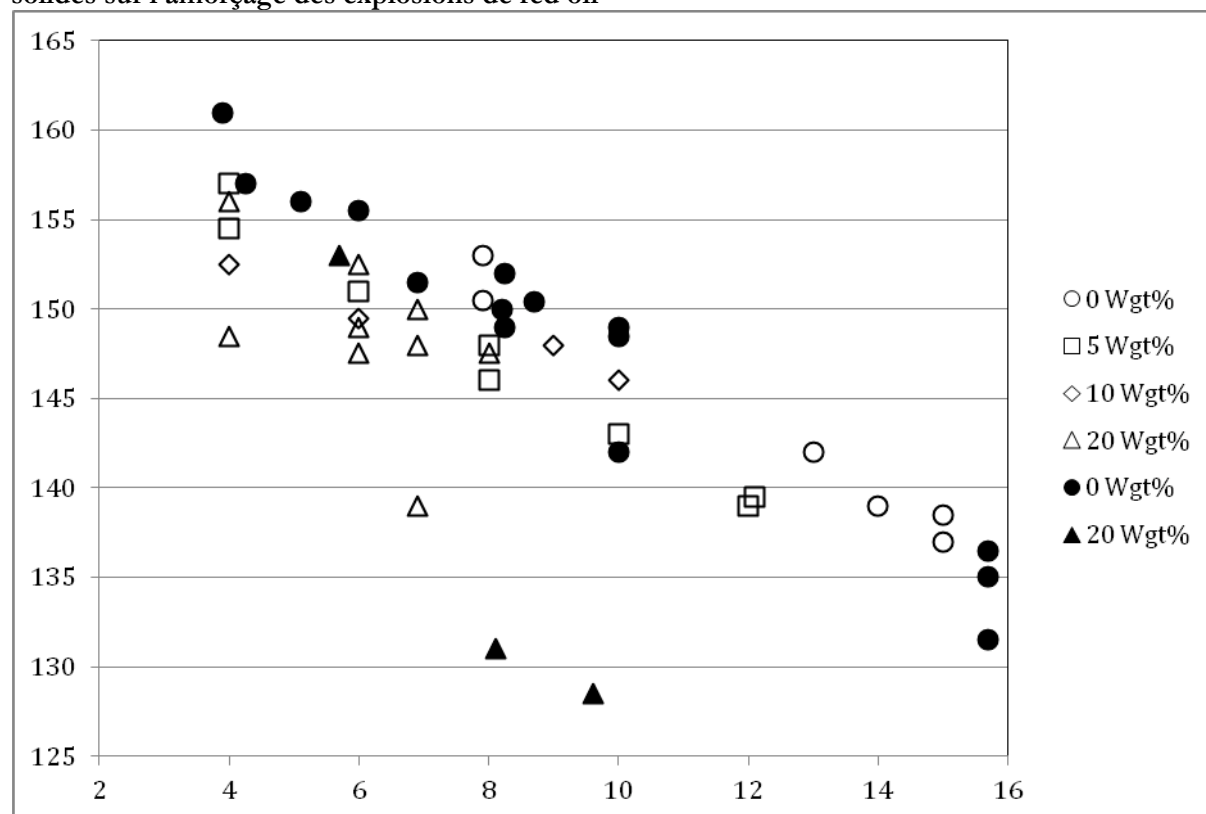
Les explosions de red oil se produisent dans des conditions particulières, à savoir quand des réactions exothermiques se produisent lorsqu'un mélange d'acide nitrique et de solvants organiques se trouvent à des températures élevées dans un conteneur sans ventilation, ou un conteneur sans ventilation suffisante durant l'incident. Au-dessus d'une certaine température, les réactions sont rapides et autocatalytiques (puisque'elles sont exothermiques). Les réactions se trouvent renforcées lorsque des métaux lourds comme l'uranium et le plutonium sont présents. Le risque augmente aussi avec l'augmentation des concentrations

d'acide nitrique. Parmi les équipements dans lesquels des explosions de red oil peuvent survenir figurent les évaporateurs, les dénitrificateurs, et les concentrateurs. Tous ces types d'équipements sont présents à La Hague.

Les risques d'explosion de red oil dépendent également des types particuliers de solvants organiques et des diluants utilisés. Le mélange de TBP avec du kérosène comme diluant est le plus sensible aux réactions d'oxydation et de dégradation. L'IRSN estime que d'autres diluants, comme le n-dodécane et le TPH (utilisé dans le retraitement en France) sont moins sensibles à de telles réactions.

La température de sûreté en deçà de laquelle les explosions de red oil ne se produiraient pas est généralement considérée comme étant de 130 °C³⁶⁹. Elle repose sur des preuves expérimentales et les analyses des accidents historiques. Selon l'IRSN la dégradation s'amorce dans une gamme de températures se situant entre 130 et 150 °C, ou même plus, suivant les diluants³⁷⁰. Toutefois, les données expérimentales américaines indiquent que les réactions de dégradation dépendent également de la teneur en solides des liquides qui sont retraités – une teneur élevée en solides abaisse la température jugée « toujours sûre ». Dans une expérimentation, celle-ci a été mesurée à un niveau de seulement 129 °C³⁷¹. Les données expérimentales reproduites dans la figure 5 ci-dessous ont été publiées dans le rapport de 2003 du Conseil de la sûreté des installations nucléaires militaires.

Figure 5. Effets de la concentration de l'acide nitrique, de la température et de la teneur en solides sur l'amorçage des explosions de red oil



Source: Mesures prises de DNFSB 2003, Figure 1, p. 4-2 (graphique recomposé)

Pour ce qui concerne la France, l'IRSN a précisé les installations qui sont susceptibles d'être exposées à des explosions de red oil en France³⁷² :

Dans les usines françaises de traitement de combustibles usés, les risques d'explosion liés aux « red oils » concernent principalement les évaporateurs des unités :

³⁶⁹ IRSN 2008, p. 2

³⁷⁰ IRSN 2008, p. 2

³⁷¹ DNFSB 2003, p. 4-2

³⁷² IRSN 2008, p. 4

- de « concentration intercycle » où sont concentrées les solutions de réextraction de l'uranium du premier cycle d'extraction, avant leur transfert vers le deuxième cycle d'extraction de l'uranium ;
- de concentration des solutions de produits de fission provenant du premier cycle d'extraction ;
- de récupération d'acide où sont concentrées les solutions aqueuses acides de faible et moyenne activité ;
- de traitement des eaux-mères oxaliques où sont concentrées les eaux-mères avant recyclage en amont de l'étape de précipitation oxalique du plutonium ;
- de traitement par distillation des effluents organiques.

Le maintien des conditions de sécurité qui préviendraient les explosions de red oil est un exercice complexe nécessitant le bon fonctionnement d'un certain nombre de systèmes, notamment les mesures de température et de pression, le contrôle de la concentration d'acide nitrique, le fonctionnement des systèmes de ventilation, et le fonctionnement des systèmes de drainage des solvants organiques et des diluants pour les mélanges d'uranium, de plutonium et/ou de produits de fission.

Outre le dimensionnement des équipements, un certain nombre de processus et de mesures opérationnelles et de surveillance s'imposent pour prévenir les conditions favorables aux explosions de red oil. Selon l'IRSN, elles comprennent³⁷³ :

- la décantation du TBP des solutions aqueuses qui alimentent les évaporateurs ;
- le lavage aux diluants des flux aqueux ;
- un contrôle systématique des teneurs en TBP tout particulièrement des flux n'ayant pas fait l'objet d'un lavage au diluant ;
- le traitement et le lavage des effluents organiques avant leur transfert dans les unités de distillation ;
- la limitation des températures du fluide caloporteur et de la vapeur ;
- la régulation de la pression (notamment grâce à des soupapes de décompression) dans les cuves où les réactions chimiques conduisant à la formation de red oil pourraient se produire, comme les évaporateurs et les unités de récupération de l'acide ;
- la régulation de la température et de la pression à l'aide de dispositifs de mise en garde ;
- le maintien des conditions de fonctionnement pour que les températures restent inférieures à 135 °C dans les évaporateurs utilisés pour concentrer les produits de fission et le traitement des effluents organiques.³⁷⁴

Par conséquent, la prévention de conditions favorables à la formation de red oil exige l'existence d'un ensemble complexe de systèmes de contrôle et de suivi dont le fonctionnement dans des conditions de stress doit être revu. Dans sa note technique de 2008, l'IRSN a indiqué qu'il avait évalué le risque d'explosions de red oil « notamment en situations dégradées, lors de la mise en service des différentes usines françaises de traitement de combustibles usés »³⁷⁵.

L'IRSN a constaté que « [l]e retour d'expérience de fonctionnement de ces usines n'a pas mis en évidence d'incident lié aux réactions TBP/nitrates. » Cependant, il a également réaffirmé la nécessité de réexaminer la question des risques d'explosion de red oil « lors des prochains réexamens de sûreté de ces usines, en tenant compte notamment de l'évolution des caractéristiques des combustibles à traiter (risque de dégradation accrue du solvant...) »³⁷⁶.

Compte tenu de la discussion précédente il est surprenant qu'Areva n'ait pas considéré le risque d'explosions de red oil dans les conditions de stress auxquelles on pourrait s'attendre au vu de l'accident de Fukushima. En l'absence de procédures appropriées et de contrôles de surveillance, les conditions qui pourraient entraîner la formation de red oil peuvent se produire dans plusieurs pièces d'équipement de plusieurs installations, notamment les INB 116 et 117. Un incident de red oil s'ajoutant à une situation d'urgence provoquée par une catastrophe naturelle, une agression humaine, une erreur humaine ou une défaillance d'équipement pourrait gravement compromettre la compétence du personnel à gérer l'incident en cours, en prolonger son déroulement, ou entraîner d'autres incidents. Dans ce cadre, il est important de

³⁷³ IRSN 2008, pp. 4-5

³⁷⁴ IRSN 2008, pp. 4-5

³⁷⁵ IRSN 2008, p. 5

³⁷⁶ IRSN 2008, p. 5

rappeler que l'incapacité du personnel à Fukushima à accéder à un clapet de ventilation en raison de niveaux élevés de contamination radioactive s'est avéré être un problème qui a contribué au moins à une explosion d'hydrogène.

Les ECS de La Hague doivent se pencher sur un certain nombre de questions ayant trait aux explosions de red oil non seulement dans le contexte de l'accident de Fukushima, mais surtout dans le contexte d'une perte prolongée d'alimentation électrique, puisque des incidents de red oil peuvent se développer lentement pendant la période initiale d'augmentation de température, mais se déroulent rapidement une fois que la pression commence à s'accroître. Lors de l'accident de Toms-7, par exemple, il a fallu une heure entre le temps où la pression a commencé à monter et le moment de la destruction du bâtiment³⁷⁷. Les questions à étudier peuvent être les suivantes :

- Comment les opérations nécessaires pour assurer des faibles concentrations de TBP et de diluants organiques comme la décantation et lavage peuvent-elles être maintenues ?
- Comment l'équipement nécessaire pour éviter un accident, comme les soupapes de sûreté sera-t-il contrôlé et exploité ?
- L'instrumentation nécessaire à la surveillance de l'état des évaporateurs et autres équipements, comme les instruments de mesure de la température et de la pression sera-t-elle opérationnelle ?
- Les flux de solvants organiques ou de diluants dans les concentrateurs, d'uranium, de plutonium, et de produits de fission concentrateurs, et même dans les cuves de produits de fission seront-ils possibles³⁷⁸ ?
- De quelle manière la rupture de tuyaux vitaux influera sur le risque de formation de red oil ?
- Quelles sont les mesures d'urgence mises en place pour gérer une situation redoutée dans l'éventualité d'une fuite ou d'une rupture grave dans un concentrateur entraînant la contamination radioactive du lieu de travail ?
- Quels sont les pièces d'équipement et d'instrumentation nécessaires au maintien de la sécurité du site qui pourraient être touchées par une explosion sévère de red oil survenant dans le contexte d'une situation redoutée causée par une catastrophe naturelle ou une agression humaine ?
- Existe-t-il des équipements pour lesquels une perte de puissance, de l'agitation, ou de la décantation se traduirait par une superposition des solutions similaire à celle de Toms-7 en 1993 (voir figure 3 ci-dessus) ?
- Compte tenu de l'explosion de red oil dans une solution d'acide nitrique de plutonium en 1959 à Oak Ridge, il est important qu'Areva évalue le potentiel d'incidents de red oil dans l'atelier R1 où les opérations de dissolution de plutonium et de MOX non irradié se font dans l'Unité de Redissolution du Plutonium (URP) à la suite d'un accident provoqué par un séisme, une inondation, etc.³⁷⁹.

³⁷⁷ IAEA 1998, pp. 20-21

³⁷⁸ Une étude de 1998 sur le retraitement à Sellafield a fait les observations suivantes :

« Les bâtiments B205 et THORP sont conçus et exploités de telle sorte que, en conditions normales, les composés organiques ne sont pas transférés au bâtiment B215 via les pipelines de produits de fission. Cependant, il n'existe pas de barrière physique empêchant le passage des produits chimiques organiques. Au lieu de cela, leur présence dans le bâtiment B215 est normalement empêchée par des systèmes d'ingénierie et des procédures opérationnelles. De même, si les composés organiques pénètrent dans le bâtiment B215, il n'existe aucune barrière physique les empêchant de pénétrer dans les évaporateurs et les cuves de produits de fission.

Par conséquent, une explosion pourrait survenir dans le bâtiment B215, dans les évaporateurs ou dans les cuves de produits de fission. L'énergie libérée pourrait être de l'ordre d'1 tonne d'équivalent de TNT. Une explosion de cette nature pourrait être suffisamment puissante pour déboucher sur un rejet important de radioactivité provenant des cuves de déchets de haute activité. » (Thompson 1998, p. xxv).

La configuration décrite ici est propre à Sellafield. Un examen des déchets de haute activité et des flux de matière organique dans toutes les installations concernées à La Hague serait important pour s'assurer que les produits chimiques organiques ne peuvent s'écouler dans des cuves de déchets de haute activité. Voir aussi Thompson 2000.

³⁷⁹ La question de la formation de red oil dans les colonnes de concentration du plutonium n'est pas abordée dans la note technique de l'IRSN. (IRSN 2008)

Les questions abordées ci-dessus illustrent les types de problèmes qui devraient faire partie d'une évaluation approfondie du risque de formation de red oil et des explosions pendant une situation redoutée prolongée, et notamment une perte prolongée de l'alimentation d'électricité sur le site de La Hague. Nous prenons note ici que l'IRSN a indiqué son intention de réexaminer la question des risques d'explosion de red oil « lors des prochains réexamens de sûreté ». Cependant il n'a pas soulevé cette question dans son évaluation de l'ECS d'Areva concernant La Hague.

Recommandations

1. La probabilité d'une explosion de red oil augmente avec la température, l'acidité, et la pression en présence de produits de dégradation des solvants et des diluants organiques. Areva doit donc examiner en détail les conditions dans lesquelles le niveau de solvants organiques pourrait augmenter en raison d'une erreur humaine ou en cas d'accident, par exemple, lors d'une perte d'alimentation électrique. La possibilité d'une perte de la capacité à éliminer les solvants organiques, à évacuer la pression dans les évaporateurs, ou à mesurer l'acidité, la pression et la température dans des conditions de perte totale d'alimentation d'électricité doit être examinée en détail. Cela permettrait de mieux comprendre les situations redoutées en vue de prévenir les explosions de red oil lors d'une perte de l'alimentation électrique, une défaillance d'équipement ou toute autre situation d'urgence. Il serait également utile d'identifier les points vulnérables où l'erreur humaine pourrait déclencher ou aggraver les accidents, comme cela est arrivé à Toms-7 en 1993.
2. Il est essentiel qu'Areva publie un organigramme pour les solvants acidiques et organiques et les flux de diluants afin de permettre une évaluation plus complète et indépendante des risques d'une explosion de red oil. L'importance des organigrammes est illustrée par la situation spécifique à Sellafield, où les évaporateurs de raffinat sont co-localisés avec les cuves entreposant les produits de fission. Une explosion de red oil dans l'évaporateur du bâtiment B215 pourrait entraîner une perte de refroidissement dans les cuves entreposant les produits de fission et déclencher une deuxième explosion. Comme le stockage des déchets liquides de haute activité est agencé différemment à La Hague, il est clair qu'une analyse détaillée des principales sources de risque d'explosion de red oil et des conséquences secondaires est nécessaire.
3. Areva devrait faire une évaluation approfondie des risques de formation de red oil et d'explosion de red oil dans le contexte de retour d'expérience de Fukushima. Entre autre, elle devrait examiner (i) les risques de formation de red oil et d'explosions de red oil dans le contexte d'une perte de l'alimentation en électricité causée par un accident naturel ou humain n'étant pas liée aux explosions de red oil, (ii) les risques d'accidents secondaires dans l'éventualité d'une contamination suite à une explosion de red oil ou d'une fuite de radioactivité provoquée par la surpression, et (iii) la destruction d'équipements ou la restriction de l'accès aux équipements susceptibles d'être provoquées par un incident de contamination de red oil pouvant aggraver la gestion d'un incident causé par un événement naturel ou une agression humaine.
4. Le seuil de 135 °C pour la température devrait être examiné compte tenu des données expérimentales américaines indiquant qu'un seuil inférieur serait souhaitable, en présence de matières solides. Dans son rapport de 2003 le Conseil de sécurité pour les installations nucléaires militaires a recommandé que, compte tenu des données expérimentales, précitées, « une limite inférieure à 130 °C doit être établie pour assurer une marge de sécurité suffisante pour la prévention d'une explosion de red oil »³⁸⁰.
5. L'IRSN devrait mettre à jour sa note technique sur les explosions de red oil à la lumière de l'accident de Fukushima ainsi que de l'incident de 1959 à Oak Ridge, qui n'était pas mentionné dans sa note technique de 2008.

³⁸⁰ DNSFB 2003, p. 4-2

4.2. Un point de vue limité des accidents

Les actes de malveillance externes ou les conséquences de divers types d'erreur humaine ou de défaillance d'équipement n'ont pas été examinés. Les agressions physiques, comme le crash d'un avion et la guerre informatique comportent des risques de conséquences graves et doivent être considérées en même temps que des événements naturels. Les défaillances humaines et d'équipement sont également préoccupantes. Dans l'éventualité de leur manifestation, la minimisation du risque et des conséquences de ces types d'incidents, s'ils devaient se produire, devrait faire partie d'un stress test. Par exemple, comme indiqué plus haut, une erreur de la part de l'opérateur semble avoir été le facteur déterminant dans l'explosion de red oil à Tomsk-7. Par exemple, des pannes d'équipement, liées au vieillissement peuvent seules, ou associées à un événement extérieur initiateur, entraîner des défaillances graves. De même, un crash d'avion dans les piscines de combustible usé ou sur des bâtiments contenant des déchets liquides de produits de fission pourraient entraîner une dispersion importante de matières radioactives sur le site et en dehors du site voire même dans d'autres pays (voir ci-dessous). L'examen des stress tests européens par le Groupe Vert/ALE au Parlement européen a également souligné la nécessité d'envisager un plus grand nombre d'événements initiateurs, dont le terrorisme, les accidents d'origine externe, et les conséquences des défaillances humaines dans le cadre de toutes les évaluations ECS³⁸¹.

Un autre exemple est l'absence de prise en compte par Areva d'incendies chimiques ou d'explosions sur le site qui pourraient avoir des conséquences radiologiques secondaires et compliquer la gestion de crise radiologique en cours.

Même la prise en compte des graves événements naturels initiateurs n'est pas complète. Par exemple, bien qu'Areva tienne compte des risques suite aux séismes ou aux inondations provoquées par les pluies, le cas d'une tempête sévère n'est pas couvert. Il n'aborde pas non plus la forte possibilité que le changement climatique pourrait rendre les événements extrêmes plus sévères et plus fréquents. Même des situations tirées du retour d'expérience ne sont pas prises en compte : ainsi la combinaison des effets d'une forte tempête en dehors du site (effondrement du réseau électrique) et sur le site n'est pas analysée. Par exemple, une situation similaire à la perte prolongée des alimentations électriques externes lors de la tempête de décembre 1999 à la CNPE du Blayais, mais encore plus longue, aurait dû spécifiquement être abordée. En outre, en 1980 la perte de l'alimentation électrique s'ajoutant à des dysfonctionnements et des erreurs s'est traduite par une perte totale du refroidissement des cuves d'entreposage de produits de fission. Les ECS devraient inclure ce type de situation – une combinaison des événements naturels initiateurs et d'erreur humaine ou de défaillance l'équipement. Par ailleurs, la durée maximale de perte totale d'alimentation électrique correspondant à la situation la plus pénalisante prise en compte n'est pas clairement définie, alors que ceci est crucial pour déterminer le niveau maximal de dégradation résultant et analyser la robustesse de cette limite.

À cet égard, nous sommes en accord avec les conclusions de l'IRSN et celles de l'expertise réalisée par Wolfgang Renneberg pour le compte des Verts et de l'Alliance Libre Européenne (Verts/ALE) au Parlement Européen. L'IRSN a formulé les commentaires suivants à ce sujet³⁸² :

Concernant les situations redoutées relatives à la dispersion de matières radioactives, Areva étudie la robustesse des barrières de confinement mais n'a pas tenu compte de l'impact d'éventuels événements aggravants induits, tels qu'un incendie, une explosion, une chute de charge (accident de manutention, présence des emballages de transport par exemple) sur la robustesse et les délais associés à l'atteinte des situations redoutées.

Enfin, le cas des pollutions difficilement traitables de la nappe phréatique, notamment lié aux ruptures de caniveaux de transferts de matières radioactives et chimiques n'est pas traité.

L'IRSN fournit un exemple précis des conséquences secondaires d'un incendie ou d'une explosion. Quant à Areva elle postule essentiellement que cela n'aura aucune conséquence à La Hague, car ces incendies et explosions peuvent être évités, même en cas de tremblement de terre d'inondation³⁸³ :

³⁸¹ Verts/ALE 2011, Sommaire français, p. 1

³⁸² IRSN 2011 Tome 2, p. 137

³⁸³ IRSN 2011 Tome 2, p. 146. C'est l'IRSN qui souligne

Pour réaliser ces actions [de sauvegarde], les opérateurs doivent suivre des chemins prédéterminés, dits « chemins de sauvegarde » pouvant parcourir plusieurs étages de l'atelier. L'IRSN considère qu'en situation d'incendie induit par le séisme (directement ou indirectement du fait par exemple de l'évacuation des installations), l'enfumage des locaux pourrait entraver le bon déroulement des actions de sauvegarde en plus des éventuels désordres causés par le séisme (chute de matériels et de gaines de ventilation non dimensionnés au séisme par exemple) et de l'absence d'éclairage d'ambiance. **Aussi, l'IRSN estime que les événements induits par le séisme tel qu'un incendie ou une explosion doivent être pris en compte au regard de la faisabilité des actions de limitation des conséquences des situations redoutées et des actions de gestion de crise. Ce point fait l'objet d'engagements de la part d'Areva cités aux paragraphes 7.1.4 et 8.4.2 du présent rapport.**

L'IRSN cite comme exemple une explosion d'hydrogène entreposé sur le site (au lieu de l'hydrogène de radiolyse dans les cuves d'entreposage de produits de fission, scénario abordé par Areva)³⁸⁴ :

L'IRSN note la non-prise en compte de certains scénarios, par exemple le scénario n° 7 du PUI [Plan d'Urgence Interne]: l'incendie généralisé du magasin général, qui pourrait, dans le contexte de l'ECS, se propager par effet thermique au stockage d'hydrogène et provoquer un incendie majeur ou des explosions au centre du site. De même les scénarios d'explosion autres que ceux de l'hydrogène de radiolyse dans les cuves ne sont pas présentés.

Compte tenu de la difficulté d'intervention sur l'ensemble du site, l'IRSN attire l'attention sur l'importance de ne pas négliger le risque d'incendie dans les priorités d'intervention après séisme. L'incendie et l'explosion induits pourraient également être sources de dommages propres qui pourraient aggraver les conséquences du séisme (cas du boil over du dépôt de fioul lourd).

L'IRSN fait la même remarque générale sur l'approche globale d'Areva des études ECS sur ses différents sites comme les explosions, un incendie induit par un séisme ou une inondation, l'IRSN remarque³⁸⁵ :

L'IRSN estime nécessaire d'étudier de manière plus détaillée les conséquences d'un incendie induit par un séisme ou une inondation, en prenant en compte les défaillances des dispositions de protection contre les incendies consécutifs à l'agression (...). Les interventions sur les scénarios d'incendie prévoient également les moyens disponibles sur l'installation : ventilation pilotée, fermeture des clapets et portes coupe-feu, surveillance du colmatage. Or, l'ensemble de ces moyens pourraient faire défaut en partie ou en totalité après séisme ou inondation : les conséquences pourraient alors être plus importantes que ce qui a été estimé dans le référentiel de sûreté, éventuellement avec effet falaise.

L'IRSN constate également l'absence d'examen de tenue au séisme de la sectorisation, malgré le fait que celle-ci est l'élément souvent essentiel de l'absence de propagation d'un départ de feu... Par ailleurs, la contamination consécutive à la perte de confinement du fait de l'incendie devrait être prise en compte pour l'équipement des équipes d'intervention....Areva donne une liste de systèmes, structures et composants clé (SSC clé) nécessaires à la sûreté après séisme, mais ne décrit pas la vulnérabilité de ces éléments à l'incendie ou à l'explosion, ni les dispositions de protection à mettre éventuellement en place.

Enfin, les conséquences de la coupure électrique au moment de l'événement sur les équipements de protection contre l'incendie, ne sont généralement pas abordées. La coupure électrique générale est une mesure adaptée, même si elle ne supprime pas pour autant toutes les sources de départ de feu. Le retour à la pleine disponibilité des moyens de surveillance et d'extinction des incendies ne serait sans doute pas immédiat. Compte tenu du risque d'avoir des départs de feu multiples dont certains dangereux, l'IRSN estime nécessaire de mener une étude sur chaque installation pour le maintien ou la remise rapide en service des dispositions contre les incendies dans les circonstances de l'ECS.

L'examen d'experts des Verts/ALE a émis des commentaires similaires sur les évaluations ECS, plus généralement. Le résumé en français précise³⁸⁶ :

Les scénarios étudiés sont incomplets. Y manquent notamment les risques posés par des facteurs internes tels que les incendies, les surtensions électriques, les fuites de tuyaux, les

³⁸⁴ IRSN 2011 Tome 1, p. 209

³⁸⁵ IRSN 2011 Tome 1, p. 209

³⁸⁶ Verts/ALE 2011, Sommaire français, p.1. Cette analyse visait principalement les évaluations complémentaires de sûreté sur les réacteurs mais, de notre point de vue, elle s'applique aussi à l'ECS d'Areva sur la Hague. (Verts/ALE 2011)

dysfonctionnements des valves, des défaillances humaines. Surtout, la combinaison de ces différents événements est exclue du périmètre des tests. Les scénarios externes comme l'impact d'un crash d'avion ne sont également pas pris en compte.

Autrement dit, l'analyse de la réponse en situation redoutée dans les zones qu'Areva a étudiées – évacuation de l'hydrogène de radiolyse, restauration des fonctions de refroidissement dans les piscines de combustible usé ou les cuves de produits de fission – est incomplète car les ECS ne tiennent pas compte d'un certain nombre de modes de défaillance et n'abordent pas non plus des dommages collatéraux sur les équipements de sécurité à la suite d'incendies et d'explosions qui ne sont pas touchés au départ.

4.3. Élargissement des situations accidentelles importantes

Les ECS ne prennent pas en compte toutes les situations accidentelles importantes. Areva a choisi un nombre limité d'installations pour démontrer qu'il a la capacité de gérer des événements dépassant le dimensionnement. Plus précisément, Areva avance que deux installations supposées limites, celle de la piscine D de refroidissement de combustible et les cuves de produits de fission SPF6, sont suffisantes pour démontrer que d'autres équipements et termes sources de ce type peuvent également être gérés en toute sécurité. Par exemple, il existe des quantités importantes de produits de fission liquides et de déchets dans SPF2 et SPF3, même si le retraitement avec lequel ces cuves d'entreposage ont été associées a été arrêté. Les cuves de l'Atelier HAPF/SPF2 contiennent plus de 500 000 TBq de déchets radioactifs ; SPF3 en contient plus de 40 000. Bien que ces termes sources soient nettement inférieurs à ceux de SPF5 et SPF6, comme l'indique Areva, ils sont néanmoins importants et peuvent aboutir à une contamination importante de zones étendues (voir ci-dessous l'analyse faite par la Norvège de l'explosion d'une cuve de déchets de haute activité).

Par ailleurs, les séismes maximum de dimensionnement pour ces installations sont inférieurs à ceux pour les installations plus récentes. Plus précisément, l'accélération de dimensionnement pour SPF5 et SPF 6 est de 0,2 g, alors qu'elle est de 0,15 g pour SPF2 et de 0,1 g pour SPF3. Par conséquent, la possibilité de défaillances d'équipements aux soudures et d'autres défaillances des équipements existe dans SPF2 et SPF3 suite à un séisme d'une accélération de dimensionnement de 0,2 g à laquelle les installations construites en 1979 ou après ont été conçues pour résister³⁸⁷.

Comme l'a indiqué l'IRSN, l'affirmation que la piscine de combustible D et SPF6 sont les cas limites doit être démontrée par un examen plus approfondi des vulnérabilités des petits termes sources, tant du point de vue des rejets radioactifs que des conséquences pour la gestion de l'accident à d'autres installations de La Hague³⁸⁸ :

Les situations redoutées retenues par Areva sont celles présentant les termes sources les plus pénalisants et dont les actions de limitation des conséquences en cas de crise sont les plus importantes. En ce sens, les ECS présentées sont pertinentes. Néanmoins, les installations à « faible terme source » selon Areva ne sont pas examinées, limitant de fait la « vision » de l'état du site en situation d'alea extrême. Or, d'une part le cumul de « faibles termes sources » en cas d'alea extrême peut représenter un « potentiel de danger », d'autre part un rejet même localisé au niveau de l'établissement peut conduire à des difficultés de gestion de la crise (zone inaccessible...). De plus, des ateliers à l'arrêt tels que MAPu ou HA/PF abritent encore un terme source suffisamment important pour engendrer a priori une situation redoutée.

Le tableau 6 montre les termes sources solides et liquides les plus importants à La Hague dans les INB 33, 116, 117, et 118.

³⁸⁷ L'IRSN a fait état de la possibilité de défaillances d'équipement tant à Melox qu'à La Hague en ce qui concerne les séismes de dimensionnement : « Pour ce qui concerne les équipements, l'IRSN considère que les marges présentées par Areva sont acceptables dans la mesure où elles sont fondées sur l'examen des contraintes évaluées en cas de séisme par rapport aux critères de conception. Cependant l'évaluation des marges devra être largement complétée car elle manque de précisions et de justifications. Par exemple, pour ce qui concerne le comportement des équipements, des points sensibles comme les systèmes de fixation à la structure support, les assemblages, certaines soudures, les piquages sensibles au déplacement de matériel, le flambage des jupes de réservoirs et cuves, ne sont pas abordés. » (IRSN 2011 Tome 1, p. 125)

³⁸⁸ IRSN 2011 Tome 2, p. 137

Tableau 6. Termes sources importants dans les INB 33, 116, 117 et 118 de La Hague

Atelier	Nature physico-chimique	Activité beta (TBq)	Activité alpha (TBq)
INB 33			
HA/DE - 1022	liquide	3,67E+03	
HAPF - Chaîne A/NCP1	liquide	1,44E+03	
SPF2	PF UMo (liquide)	4,81E+05	1,68E+03
SPF2	depot	3,26E+04	1,14E+03
SPF3	liquide	3,56E+04	
SPF3	depot	1,05E+04	
INB 116			
T0 - Piscine D	solide	6,60E+08	9,68E+05
Piscine E	solide	9,10E+08	1,38E+06
T1	liquide	9,03E+05	3,81E+03
T2	liquide	6,79E+07	4,49E+03
T4	liquide	2,37E+02	8,71E+03
T4	solide		1,98E+04
BSI	solide		8,17E+05
T7	liquide	6,44E+06	
T7	solide	1,12E+08	
ECC	solide	2,10E+07	
EDS	solide	2,60E+06	
EEVSE	solide	8,14E+07	
INB 117			
NPH	solide	4,60E+08	5,59E+05
Piscine C	solide	6,60E+08	9,89E+05
R1	liquide	8,37E+06	1,36E+04
URP	liquide		1,38E+03
URP	solide		7,53E+03
R2	liquide	3,18E+06	4,30E+03
SPF	liquide	8,83E+07	
R4	liquide	9,98E+01	1,37E+04
R4	solide		1,29E+03
BST1	solide		3,29E+05
Extension BST1	solide		1,04E+06
R7	liquide	6,55E+06	
R7	solide	1,31E+08	
INB 118			
STE3	liquide	2,31E+03	3,87E+01

Source : Areva 2011, Tableaux 6, 10, 11, 12

Note 1: Les quantités inférieures à 10³ TBq sont exclues.

Le tableau 6 montre qu'Areva a fourni l'ensemble des termes sources dans diverses installations et ateliers. D'autres termes source ont également été quantifiés dans les tableaux 6 à 12 de l'ECS³⁸⁹. Mais Areva n'a pas fourni la composition en radionucléides de ces termes sources. Cela est essentiel pour comprendre l'impact des rejets et des interventions d'urgence en cas de rejets.

Alors qu'Areva a examiné en détail le rétablissement du refroidissement pour la Piscine D en cas de perte de refroidissement, il n'as pas tenu compte de certaines séquences d'accident importantes, comme un incendie dans une piscine de combustible usé suite à un crash d'avion, d'une attaque terroriste, ou d'un autre acte de malveillance³⁹⁰. Le problème de ruptures de tuyaux en cas de séisme et le fonctionnement

³⁸⁹ Areva 2011, pp. 81-85

³⁹⁰ Nous n'ignorons pas que, à la suite des attaques du 11 septembre 2011 aux États-Unis, il existe des restrictions sur le survol de La Hague qui interdisent à des avions de voler au-dessous de 3900 pieds (1188 mètres). Zones d'Interdiction temporaires,

des aéroréfrigérants doit également être analysé. Les vulnérabilités des différentes piscines de combustible usé - Piscines C, D, E, et NPH devraient être également analysées dans ce contexte.

Un examen approfondi post-Fukushima devrait évaluer différents arbres de défaillances pour les accidents divers pour mieux évaluer leur gestion dans ce contexte. Comme indiqué précédemment, les situations envisagées devraient pourraient comprendre celles où l'accès au site est rendu plus difficile par (i) des explosions chimiques et les débris résultant, (ii) des rejets radioactifs (pas nécessairement provenant des sources les plus importantes) contaminant les équipements ou des parties du site, et (iii) les difficultés de contrôle et de mesures dans le contexte d'une perte de l'alimentation électrique et/ou une obstruction du site. Des mesures de mitigation dans telles situations devraient être spécifiées.

Lors de l'examen des accidents de perte de refroidissement des piscines de désactivation et des risques de rejets en cas d'incendie ou d'endommagement du combustible, Areva n'a présenté aucune analyse prenant en compte l'important et grandissant inventaire du combustible MOX entreposé sur le site. En effet il ne se trouve aucune discussion sur les questions se rapportant au combustible usé MOX comme, par exemple, les risques de criticité ou le terme source thermique plus important du combustible usé MOX après un entreposage d'une durée de trois ans ou plus. Quelques unes de ces questions se rapportant au combustible MOX ont été examinées au chapitre IV. Mais il est important de souligner qu'après une période initiale de refroidissement sur le site du réacteur, tous les combustibles usés civils sont acheminés vers La Hague pour être retraités ou entreposés. Très peu de combustible usé MOX a été retraité et beaucoup de combustible usé UOX est également entreposé. Le tableau 7 montre les quantités relatives de combustible engagé UOX et MOX dans les réacteurs et de combustible usé UOX et MOX dans les piscines des réacteurs et à La Hague.

Tableau 7. Combustible usé ou engagé (note 1) sur les sites des centrales nucléaires et à La Hague, exprimé en tonnes, au 31 décembre 2010

	Dans les centrales (piscines ou réacteurs)	En attente à La Hague	Total
Total	9 010	9 530	18 450
Uranium naturel enrichi	8 100	8 380	16 480
MOX	690	900	1 590
Uranium de retraitement enrichi	220	250	470

Source : Cours des comptes 2012, p. 124

Note 1 : le combustible dit « engagé » correspond au combustible contenu dans les cœurs des réacteurs.

Les types d'accidents analysés dans le rapport de Travis et al. 1997, examinés au chapitre IV, pourraient se produire dans les piscines de combustible usé de La Hague. Mais, vu que les quantités et les compositions du terme source sont très différentes les conséquences ne seraient pas les mêmes. L'inventaire des combustibles usés, UOX et MOX, est beaucoup plus important à La Hague qu'à tout autre site de réacteur comme l'indique le tableau 7 étant donné qu'une grande partie du combustible MOX sur le site des réacteurs est en fait engagée dans ceux-ci. Ce facteur aurait tendance à aggraver les conséquences d'un accident. Par contre, les radionucléides de courte période auraient disparu de sorte que l'impact par unité d'assemblage endommagé serait considérablement moindre. Par exemple, les isotopes des gaz rares (à l'exception du krypton 85), de ruthénium-103, et ceux des isotopes de l'iode, (à l'exception de l'iode 129), ainsi qu'une grande partie de l'inventaire initial de césium 134, de ruthénium 106, et de cérium 144 auraient disparu.

Recommandations

1. Nous approuvons la recommandation de l'IRSN selon laquelle les ECS devraient être plus complètes dans la couverture des termes sources et le risque de rejets de radioactivité.
Areva devrait également aborder explicitement le risque de rejets radioactifs provenant d'installations dont l'accélération de dimensionnement est inférieure à 0,2 g, en particulier celles qui

http://www.dircam.air.defense.gouv.fr/dia/images/stories/Doc/ERF_ZONE_ZIT.pdf. Cette mesure prudente réduit le risque d'attaques ou d'accidents dus à un avion mais ne l'élimine pas.

contiennent des produits de fission radioactifs liquides et/ou celles qui peuvent être susceptibles d'être exposées à des incendies ou à des explosions.

2. De manière générale, Areva devrait préciser les principaux radionucléides dans les termes sources principaux.

4.4. Manque d'analyse des accidents passés ou évités de justesse

Une ECS initiée en raison de l'accident de Fukushima ne devrait pas pour cette raison exclure d'autres accidents ou des accidents évités de justesse. Ces accidents sont également riches d'enseignements. Au contraire, ces situations antérieures doivent être réexaminées dans le contexte de l'accident de Fukushima pour en tirer les leçons qui n'ont peut-être pas encore été tirées.

Il y a de nombreux accidents et quasi-accidents qui sont pertinents pour l'ECS La Hague. Par exemple :

- les explosions de red oil abordées ci-dessus ;
- l'accident d'avril 1980 évité de justesse, à la suite d'une perte totale d'alimentation d'électricité des cuves d'entreposage de produits de fission (voir ci-dessous) ;
- l'explosion de 1957 dans une cuve d'entreposage de produits de fission à l'usine d'armes nucléaires de Mayak, aussi appelée l'explosion de Kychtym³⁹¹ ;
- l'explosion « head-end » B204 à Sellafield en septembre 1973³⁹² ;
- l'incendie à La Hague en 1981 dans le silo de déchets nucléaires contenant des fines métalliques.

Il est utile d'examiner l'incident survenu en avril 1980 car il souligne la nécessité de prendre en compte des incidents du passé dans un contexte post-Fukushima. Le 15 avril 1980, il s'est produit une perte totale d'alimentation électrique sur le site pendant trois heures ; l'alimentation d'urgence interne était également indisponible. L'incident a commencé par un incendie. Par conséquent, cet incident est directement pertinent pour l'examen de la gestion des accidents plus complexes. Un scénario dans lequel un incendie accompagne une telle perte de l'électricité et détruit des câbles électriques alimentant l'équipement de refroidissement doit être envisagé. Par exemple le terme source total dans l'accident Kychtym (1957) s'est élevé à environ 740 000 TBq, le rejet dans l'atmosphère à environ 74 000 TBq. Le terme source de strontium 90 était environ de 4 000 TBq. La zone contaminée avec au moins 3 700 MBq par km² de strontium 90 a atteint entre 15 000 et 23 000 km² environ³⁹³.

4.5. Gestion des accidents dans le contexte d'une contamination sur site et hors site

Aucun des scénarios envisagés par Areva n'aboutit à une contamination sur le site ou en dehors du site. Cependant la contamination a été un problème majeur dans la gestion de l'accident et la protection des populations à Fukushima et continue de l'être plus de huit mois après le début de l'accident. La Hague est située à l'extrémité d'une étroite presqu'île. Une contamination massive de la presqu'île pourrait nuire à la capacité d'Areva à acheminer des ressources externes vers le site dans les délais nécessaires.

Comme on l'a vu ci-dessus dans la citation de l'examen des ECS d'Areva par l'IRSN, un rejet radioactif, provenant d'une source même modérée pourrait entraîner une contamination importante et des complications dans la gestion des situations redoutées dans d'autres parties du site. Un événement plus important, de l'ordre de l'explosion de Mayak pourrait aboutir à un accident de longue durée dont les risques doivent être minimisés ou éliminés.

L'évaluation de 2009 par l'Autorité norvégienne de radioprotection d'un rejet provenant des cuves des déchets de produits de fission de Sellafield est instructive. Cette évaluation examine les conséquences pour

³⁹¹ Norwegian Radiation Protection Authority 2009, Chapter 3

³⁹² Thompson 2000, p. B-5

³⁹³ IPPNW et IEER 1992, pp. 84-85. Pour une raison quelconque, peut-être en raison de la nature du processus, le césium 137 terme source de l'accident Kychtym est cité comme étant beaucoup plus petit - environ 300 TBq - que le terme source de strontium 90. A La Hague on envisage que le terme source de césium 137 serait beaucoup plus important ou du moins pas inférieur au terme source de strontium 90. Voir aussi ACRO 2005.

la Norvège d'un rejet de 0,1 % à 10 % de la radioactivité contenue dans les 21 cuves de déchets de produits de fission de l'usine de Sellafield, en Grande-Bretagne. À Sellafield les 21 cuves sont toutes situées dans le même bâtiment. Les concentrations de césium 137 et de strontium 90 étaient de 6 280 TBq/m³ et de 4 610 TBq/m³ respectivement (au moment de l'étude) avec également de petites quantités d'autres produits de fission. L'entreposage a été estimé à environ 1000 m³. Une augmentation projetée de la concentration de césium 137 de 50 % a été jugée possible. Le terme source total était d'environ 14 millions de TBq, dont un peu plus de 6 millions TBq provenait de césium-137 volatile³⁹⁴.

Contrairement à Sellafield, les cuves d'entreposage de produits de fission de La Hague sont réparties dans deux installations, l'INB 116 et l'INB 117. La totalité de l'inventaire des produits de fission liquides dans la première est estimé à 67,9 millions de TBq et se trouve dans l'Atelier T2 (avec de petites quantités dans d'autres endroits) et dans la deuxième à 88,3 millions de TBq et se trouve dans les Ateliers SPF5 et SPF6 de l'INB 117 (avec de petites quantités dans d'autres endroits)³⁹⁵. Bien que les déchets à La Hague soient entreposés dans des lieux différents, chaque terme source important de déchets liquides est beaucoup plus élevé que le terme source constitué par la totalité des déchets liquides de produits de fission estimé pour Sellafield.

L'Autorité norvégienne de radioprotection n'a pas analysé les causes du rejet de 0,1 % à 10 % du terme source de déchets de produits de fission liquides de Sellafield, elle a uniquement évalué les conséquences radiologiques pour la Norvège et les a comparées à celles de l'accident de Tchernobyl. Le terme source retenu pour la modélisation du césium 137 rejeté se situait entre 9 400 TBq et 94 000 TBq contenus dans 1 m³ à 100 m³ de déchets de produits de fission libérés dans l'atmosphère. Le volume rejeté représentait entre 0,1 % et 10 % du volume des déchets de produits de fission.

Dans le cas du terme source le plus important de 94 000 TBq, la modélisation de la côte ouest de la Norvège a donné une contamination située entre 1 000 kBq/m² et 5 000 kBq/m² de césium 137, alors que pour les plus petits rejets la contamination a été 100 fois inférieure (10 kBq/m² à 50 kBq/m²). Les concentrations en Grande-Bretagne aux alentours de la frontière entre l'Angleterre et l'Écosse ont été estimées à des niveaux dix fois supérieurs ou plus, soit entre 10 000 et 100 000 kBq/m². À titre de comparaison, les plus fortes concentrations de retombées de césium 137 en Norvège dues à l'accident de 1986 du réacteur de Tchernobyl étaient de l'ordre de 100 kBq/m². Ainsi, dans le pire des cas modélisés par l'Autorité norvégienne de radioprotection, la contamination en Norvège pourrait être jusqu'à 50 fois plus élevée. La contamination en Grande-Bretagne dans la zone située à l'ouest/nord-ouest de Sellafield a été estimée à hauteur de 100 000 kBq/m².³⁹⁶ À titre de comparaison, la pire contamination en dehors du site de l'accident de Fukushima est estimée à 30 000 kBq/m² environ³⁹⁷.

Un document de 2001 évaluant le rejet de radioactivité due à un crash d'avion dans les cuves d'entreposage de produits de fission de Sellafield a estimé que la dispersion de seulement 1 % de l'inventaire de césium 137 des cuves de produits de fission de Sellafield serait comparable au rejet de l'accident de Tchernobyl³⁹⁸.

Nous sommes conscients que les cuves à Sellafield sont regroupées dans un seul bâtiment et peuvent être plus vulnérables que celles de La Hague. En revanche, le terme source à La Hague, même dans une seule installation est beaucoup plus important. Même les termes sources relativement faibles à La Hague, comme les produits de fission liquides entreposés dans SPF2 et SPF3 abordés ci-dessus présentent un grave danger de contamination pour le site et dans les environs immédiats même si une petite fraction seulement était libérée dans des conditions météorologiques défavorables. Le tableau 8 compare les termes sources de Sellafield à ceux de La Hague SPF 5/6, SPF2 et SPF3, Il montre aussi les résultats de la modélisation norvégienne de contamination du sol au césium137 dans les hypothèses de taux de rejets de

³⁹⁴ Norwegian Radiation Protection Authority 2009, pp. 7-8. Un rejet de 10 % est considéré comme le scénario le plus pénalisant.

³⁹⁵ Areva 2011, Tableau 10 (p. 84) et Tableau 11 (p. 85)

³⁹⁶ Norwegian Radiation Protection Authority 2009, pp. 10-15

³⁹⁷ DOE 2011, diapo 7

³⁹⁸ Coeytaux et al. 2001, p. 3

0,1 % à 10 % du césium 137³⁹⁹. Les autorités de radioprotection norvégienne ne sont pas estimés les retombés de strontium-90, le principale contaminant suite de l'accident Kychtym.

Tableau 8. Termes sources à Sellafield et La Hague, et les scénarios de rejets des produits de fissions des cuves contenant des déchets liquides hautement radioactifs à Sellafield

	Sellafield, B215	La Hague SPF5, 6, liquide	La Hague SPF2, liquide	La Hague SPF3, liquide
Terme source total, TBq	20 578 500	88 300 000	481 000	35 600
cesium-137 total, TBq	9 420 000	~40 000 000	~220 000	~16 000
strontium-90 total, TBq	6 915 000	30 000 000	~162 000	~12 000
Autres produits de fission total, TBq	4 141 500	18 000 000	97 000	~7 000
Rejet maximum scénario, Cs-137, TBq	942 000	?	?	?
Rejet minimum scénario, Cs-137 TBq	9 420	?	?	?
Zone contaminée, sud-ouest Norvège, maximum, kBq/m ²	5 000	?	?	?
Zone contaminée en Norvège, retombées de Tchernobyl, maximum, kBq/m ²	100	?	?	?
Zone contaminée, maximum en Grande-Bretagne, frontière Angleterre-Écosse, kBq/m ²	100 000	?	?	?
Comparaison 1 : Zone d'évacuation, Tchernobyl, minimum Cs-137, kBq/m ²	1 480 ⁴⁰⁰			
Comparaison 2 : Fukushima, contamination, Cs-137 maximum hors site, kBq/m ²	30 000 ⁴⁰¹			

Sources : Norwegian Radiation Protection Authority 2009, pp. 10-15, Areva 2011 Tableaux 6 et 11, DOE 2011, IAEA 1991

Note 1 : Les termes sources à La Hague de césium 137, strontium 90, et autres produits de fission sont des estimations qui supposent que la composition des produits de fission liquide à haute activité à La Hague est approximativement à la même que celle de Sellafield.

Un tel incident rendrait la gestion des accidents, non seulement très difficile, voire très longue, il modifierait complètement le caractère de l'accident. Outre la contamination du sol français, les conséquences internationales seraient vraisemblablement beaucoup plus graves que celles de Fukushima.

Bien sûr, les termes sources des piscines de combustible usé sont encore plus importants que ceux des cuves d'entreposage de produits de fission⁴⁰². Toutefois, vu que ces déchets sont solides, sous forme de céramique et entreposés sous l'eau, les risques sont quelque peu différents et ont été abordés dans une large mesure par Areva dans son examen de la piscine de combustibles usés D présenté comme le cas limite pour la gestion des accidents⁴⁰³. Cependant, il existe également d'autres scénarios, comme celui d'un crash d'avion ou d'un drainage partiel de l'eau des piscines⁴⁰⁴ qui pourraient aussi entraîner des rejets et une contamination sur le site et en dehors du site avec les difficultés qui en découlent.

³⁹⁹ Malheureusement, l'ECS ne spécifie pas la composition des déchets. On suppose donc que les fractions de césium 137 et strontium 90 à La Hague et Sellafield des produits de fission sont comparables.

⁴⁰⁰ IAEA 1991

⁴⁰¹ DOE 2011, diapo 7

⁴⁰² Areva 2011, Tableau 10 (p. 84) et Tableau 11 (p. 85)

⁴⁰³ Areva 2011, Chapitre 8

⁴⁰⁴ Areva 2011, Chapitre 8

Recommandations

1. Dans ses ECS, Areva devrait faire une évaluation des conséquences sur le site et en dehors du site des rejets provenant de cuves d'entreposage de produits de fission, des explosions de red oil, ou des piscines de combustible usé et comment de tels rejets pourraient influencer la gestion d'un accident.
2. Étant donné que la contamination sur le site et en dehors du site provenant du terme source le plus important ou le plus vulnérable (déchets liquides de produits de fission) entraînerait vraisemblablement des conséquences intolérables, des mesures pour réduire les termes sources et sécuriser le reste devraient être développées. Par exemple, au lieu de tout entreposer dans les piscines une plus grande partie du combustible usé pourrait être entreposée sur les sites des réacteurs et une autre partie pourrait être entreposée à sec à La Hague.
3. Areva devrait envisager d'accélérer le démantèlement des plus petits termes sources de déchets à SPF2 et SPF3 qui sont associés aux installations de retraitement et qui sont fermées depuis longtemps.

4.6. La question de la sous-traitance

Areva a examiné la question des sous-traitants dans les ECS, mais la discussion ne tient pas suffisamment compte du personnel temporaire/itinérant, des sous-traitants auxquels il a fallu faire appel à Fukushima et la formation minimale que beaucoup d'entre eux avaient reçue vu les effectifs importants nécessaires⁴⁰⁵.

5. Conclusion globale sur La Hague

1. Areva a abordé certaines questions clés liées au rétablissement du refroidissement et à l'évacuation d'hydrogène dans les installations contenant les termes sources les plus importants. Cependant, l'analyse d'Areva est fondamentalement incomplète en raison du nombre de problèmes qu'il n'a pas abordé, le nombre d'installations qu'il n'a pas examinées et les façons dont les dégâts collatéraux et secondaires causés par les incendies et/ou des explosions dans les équipements et les installations secondaires pourraient se manifester sur les équipements principaux de sécurité et/ou sur la capacité du personnel à gérer une situation redoutée de la manière décrite par Areva dans son ECS de La Hague. Il apparaît donc nécessaire qu'Areva revoie son ECS en tenant compte des lacunes et insuffisances soulignées par l'IRSN, par le groupe d'étude d'experts Verts/ALE ainsi que par l'analyse ci-dessus. La publication d'une liste de référence des documents utilisés pour le préparer ainsi que des documents eux-mêmes est nécessaire pour faciliter des évaluations indépendantes. Il est à noter dans ce contexte que dans son dialogue avec l'IRSN, Areva a accepté de tenir compte d'une partie, mais non de la totalité, des changements conseillés par l'IRSN. Selon la revue de l'ASN sur l'ECS⁴⁰⁶ :

Suite à la réunion préparatoire du 25 octobre 2011, cette demande a fait l'objet d'un engagement de la part de l'exploitant :

« Areva s'engage à compléter, sur chaque site, dans le cadre de sa démarche d'« études transverses relatives à la gestion de crise : moyens de pilotage et d'intervention », sur la base des hypothèses retenues dans le cadre des ECS, l'identification de situations redoutées en :

*- justifiant les critères de sélection retenus (terme source, cinétique...),
- en intégrant les scénarios du PUI et des situations pouvant conduire à des rejets importants dans les sols, à des contaminations de la nappe phréatique et à des pollutions difficilement gérables ;
- en tenant compte d'aggravant potentiel (incendie, explosion, chute de charge, opérations de transport, criticité, présence de matières dangereuses, ICPE, phénomènes dangereux associés aux voies de communication...) qui pourraient réduire leurs délais d'occurrence ou perturber les actions de limitation des conséquences.*

Cette analyse tiendra compte de la complexité des actions à mettre en œuvre qui pourraient nécessiter leur initiation dans des délais courts au delà de la cinétique propre de l'événement. Cette analyse inclura, pour chaque site, la définition des moyens et des conditions d'intervention. »

Cet engagement ne reprend pas explicitement le cumul des situations accidentelles sur l'ensemble du site, nécessaire pour apprécier notamment la faisabilité des actions prévues. L'IRSN s'attachera

⁴⁰⁵ Voir aussi le commentaire du Groupe de Travail-INTER-CLI « Sécurité Post-Fukushima ». (GT-INTER-CLI 2011)

⁴⁰⁶ IRSN 2011 Tome 1, p. 45. Souligné dans l'original.

a examiner cet aspect dans le cadre de l'examen de l'étude de gestion de la crise qu'Areva a prévu de transmettre mi 2012.

Areva devrait également examiner les arbres de défaillances des accidents potentiels, pour que des mesures d'atténuation plus complètes puissent être mises en place.

2. Comme Areva est arrivé à la conclusion qu'il peut gérer tous les cas d'accidents résultant de séismes ou d'inondations, sans dégâts importants sur le site ou sur les populations en dehors du site, il n'a pas examiné des modifications fondamentales qui pourraient atténuer ou d'éliminer certains risques. Par exemple, il n'a pas envisagé une possibilité d'entreposage de faible densité du combustible utilisé dans ses piscines, laquelle augmenterait considérablement le temps d'ébullition, combiné avec l'entreposage à sec du combustible utilisé. Une faible densité de stockage dans les piscines de combustible utilisé permettrait également de réduire ou même d'éliminer le risque d'un incendie de zirconium si la densité est assez faible et l'âge du combustible utilisé est suffisamment avancé. Areva n'a pas non plus envisagé la possibilité de réduire l'inventaire de l'entreposage de combustible utilisé à La Hague en favorisant des inventaires plus importants sur les sites des réacteurs en configuration à faible densité dans les piscines avec le reste en entreposage à sec. L'inventaire à la Hague pourrait être réduit au minimum des quantités requises pour des opérations de retraitement facilement gérables.
3. Si possible, certains termes sources, tels que les produits de fission liquides entreposés dans SPF2 et SPF3, pourrait être éliminés dans des délais plus rapides, éliminant ainsi des sources secondaires mais importantes de dommages potentiels.
4. Finalement Areva n'a pas envisagé la reconfiguration de l'entreposage de produits chimiques inflammables et explosifs. Comme l'indique l'IRSN, certains de ces entreposages sont actuellement au cœur du site et des explosions ou des incendies pourrait compromettre la capacité du personnel à répondre à une situation redoutée. Il apparaît donc souhaitable d'étudier la faisabilité d'entreposer des produits chimiques et des matériaux de ce type dans des lieux où les dommages collatéraux ne compromettraient pas la réponse à une situation redoutée dans une autre partie du site. Étant donné la complexité du site, cela n'est peut être pas faisable, mais la possibilité devrait être examinée.

Bibliographie

Académie des Sciences 2011, Annex 15	François Gauché et Alain Zaetta. « Annexe 15 : Les réacteurs de 4e génération Le prototype ASTRID: Les enseignements de l'accident de Fukushima ». Sur le web : http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/rads0611_annexe15.pdf . Annexe au Rapport du sous-groupe Nucléaire « L'accident majeur de Fukushima Dai-Ichi ». [Paris]: Académie des sciences, juin 2011. Sur le web : http://www.academie-sciences.fr/activite/rapport/rads_nucleaire.pdf . "Solidarité Japon"
ACRO 2005	Association pour le Contrôle de la Radioactivité dans l'Ouest. "Lettre ouverte à la DGSNR [Directeur Général de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection],” <i>ACRONIQUE du nucléaire</i> n°69 (juin 2005). Sur le web : http://www.acro.eu.org/lettre_asn05.html .
ANCCLI 2011-01-20	Association Nationale des Comités et Commissions Locales d'Information. <i>Les enjeux de sûreté suite à Fukushima</i> . Dunkerque, ANCCLI, 20 janvier 2012. Sur le web : http://www.anccli.fr/Surete/Le-partenariat-avec-l-IRSN/Les-enjeux-de-surete-suite-a-FUKUSHIMA .
ANCCLI Fukushima	Association Nationale des Comités et Commissions Locales d'Information. <i>Fukushima</i> . Dunkerque, ANCCLI, consulté le 13 février 2012. Sur le web : http://www.anccli.fr/Surete/FUKUSHIMA .
AREVA 2011	AREVA. <i>Evaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires de base: Site de La Hague</i> . (HAG 0 0000 11 20114) Paris: AREVA, Septembre 2011. "Décision de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 : 2011-DC-0217" Sur le web: http://www.asn.fr/sites/rapports-exploitants-ecs/AREVA/La-Hague/flash.html .
ASN 2001-06-08	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Réacteur 1 - Défaut d'étanchéité de l'enceinte</i> . (Avis d'incident) Paris: ASN, 8 juin 2001. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/94363 . « Centrale nucléaire de Civaux »
ASN 2002	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>L' Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) approuve la règle fondamentale de sûreté (RFS) n° 2002-01 relative au développement et à l'utilisation des études probabilistes de sûreté pour les réacteurs nucléaires à eau sous pression</i> . (Note d'information) Paris, ASN, 26 décembre 2002. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2002/Regle-fondamentale-de-surete-RFS-n-2002-01 . La règle, sur le web: http://www.asn.fr/index.php/content/download/23996/142809/file/RFS2002_1.pdf .
ASN 2008	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Dégradations des tuyauteries de refroidissement des groupes électrogènes de secours du réacteur n°2</i> . (Avis d'incident) Paris : ASN, 22 avril 2008. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/115274 . « Centrale nucléaire de Flamanville »
ASN 2008-07-21	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Arrêt pour visite décennale du réacteur Flamanville n° 1</i> . (Note d'information) Paris : ASN, 21 juillet 2008. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/93698
ASN 2009-01-08	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INS-2008-EDFFLA-0012 des 5, 6 et 7 novembre 2008, courrier au CNPE de Flamanville. (Dép- CAEN- N°0020-2009) Hérouville-Saint-Clair: ASN, 8 janvier 2009. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/18866/110853/file/INS-2008-EDFFLA-0012.pdf .
ASN 2009-03-03	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INS-2009-EDFFLA-011 des 12 et 13 février 2009, courrier au CNPE de Flamanville. (Dép- CAEN- N°0209-2009) Hérouville-Saint-Clair: ASN, 3 mars 2009. Sur le web :

	http://www.asn.fr/index.php/content/download/21675/119289/file/INS-2009-EDFFLA-0011.pdf .
ASN 2009-10-15	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre au Directeur de la division ingénierie nucléaire, Site Cap Ampère, d'EDF relative à l'architecture générale du contrôle-commande et des plateformes associées du projet EPR Flamanville 3, (Dép-DCN-0568-2009) Paris : ASN, 15 octobre 2009. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/22572/133655/file/GPR_2009-06-18_lds_controle_commande.pdf .
ASN 2010-01-27	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Anomalie générique concernant les diesels de secours des réacteurs de 900 MWe</i> . (Avis d'incident) Paris: ASN, 27 janvier 2010. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/108697 .
ASN 2010-02-22	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INS-2009-EDFFLA-0013 des 12 et 13 novembre 2009, courrier au CNPE de Flamanville. (CODEP - CAE-2010-008659) Hérouville-Saint-Clair: ASN, 22 février 2010. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/23849/141498/file/INS-2009-EDFFLA-0013.pdf .
ASN 2010-07-09	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre au Directeur de la division ingénierie nucléaire, Site Cap Ampère, d'EDF relative à la démonstration de sûreté associée à la plateforme de contrôle-commande SPPA T2000 du projet EPR Flamanville 3. (CODEP-DCN-2010-036901) Paris, ASN, 9 juillet 2010. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/26520/159313/file/CCEPR_2.pdf .
ASN 2010-12-23 Civaux	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'Inspection n° INS-2010-EDFCIV-0008 du 7 décembre 2010 – Explosion, courrier au CNPE de Civaux (CODEP-BDX-2010-067179) Bordeaux, ASN, 23 décembre 2010. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/27949/168679/file/INS-2010-EDFCIV-0008.pdf
ASN 2010-12-23 Flamanville	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INS-2010-EDFFLA-0007 du 16 décembre 2010, courrier au CNPE de Flamanville. (CODEP-CAE-2010-068958) Hérouville-Saint-Clair: ASN, 23 décembre 2010. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/28045/169645/file/INS-2010-EDFFLA-0007.pdf .
ASN 2011-02-07	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Anomalie générique concernant le système d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe</i> . (Avis d'incident) [Paris]: ASN, 7 février 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/122600 .
ASN 2011-02-17	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Incident de niveau 2 concernant les groupes électrogènes de secours à moteur diesel de la centrale nucléaire du Tricastin</i> . (Avis d'incident) [Paris] : ASN, 17 février 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/122872 .
ASN 2011-03	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2010</i> . [Paris] : ASN, mars 2011. Lien sur le web : http://rapport-annuel2010.asn.fr/telechargements/rapport-annuel-2010.html . « Rapport annuel 2010 » • Chapitre 12 : Les centrales électronucléaires. Sur le web : http://rapport-annuel2010.asn.fr/fichiers/Chap_12_2010.pdf. • Chapitre 13 : Les installations du cycle du combustible nucléaire. Sur le web: http://rapport-annuel2010.asn.fr/fichiers/Chap_13_2010.pdf.
ASN 2011-03-25	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire en réponse au Premier ministre. Paris : ASN, 7 juillet 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/29044/177693/file/lettre-reponse-aclacoste-a-ffillon.pdf .

ASN 2011-05-05	Autorité de sûreté nucléaire. <i>Décision n° 2011-DC-0213 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 prescrivant à Electricité de France (EDF) de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.</i> Paris : ASN, le 5 mai 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/29568/181580/file/Decision-n-2011-DC-0213.pdf , à partir du lien http://www.asn.fr/index.php/Les-actions-de-l-ASN/La-reglementation/Bulletin-Officiel-de-l-ASN/Decisions-de-l-ASN/Decision-n-2011-DC-0213-de-l-ASN-du-5-mai-2011 .
ASN 2011-07-07	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre au Directeur de la Division ingénierie nucléaire d'EDF relative à l'instruction des compléments fournis sur la méthode MTC 3D d'étude des transitoires de rupture de tuyauterie vapeur. (CODEP-DCN-2011-035213) Paris : ASN, 7 juillet 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/31660/225717/file/CODEP-DCN-2011-035213.pdf .
ASN 2011-07-21	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INSSN-DOA-2011-0878 des 21 juin et 6 juillet 2011 – Retour d'expérience Fukushima, courrier au CNPE de Gravelines. (CODEP-DOA-2011-39969 XB/JMD/EL) Douai : ASN, 21 juillet 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/30664/197356/file/INSSN-DOA-2011-0878.pdf .
ASN 2011-08-10	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INSSN-CAE-2011-0854 des 25, 26, 27 et 28 juillet 2011, courrier au CNPE de Flamanville. Hérouville-Saint-Clair: ASN, 10 août 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/30888/199051/file/INSSN-CAE-2011-0854.pdf .
ASN 2011-09-13	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INSSN-BDX-2011-0839 du 23 au 25 août 2011, courrier au CNPE de Civaux. (CODEP-BDX-2011-049254) Bordeaux, ASN, 13 septembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/31161/208416/file/INSSN-BDX-2011-0839.pdf .
ASN 2011-10-07	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Non-conformité de supports de filtres des circuits d'eau brute secourue.</i> (Avis d'incident) [Paris]: ASN, 7 octobre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/129174 . « Centrale nucléaire de Gravelines »
ASN 2011-10-19	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>L'ASN contrôle la remise en conformité par AREVA NP du couvercle destiné à la cuve de l'EPR de Flamanville.</i> (Note d'information) [Paris] : ASN, 19 octobre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2011/L-ASN-controle-la-remise-en-conformite-du-couvercle-de-la-cuve-de-l-EPR-FA3 .
ASN 2011-11-21	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Insuffisance du refroidissement en cas de séisme des locaux abritant les groupes électrogènes de secours de certains réacteurs du palier 1300 MWe.</i> (Avis d'incident) [Paris]: ASN, 21 novembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/131529 .
ASN 2011-11-29	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection inopinée n° INSSN-DOA-2011-0942 du 8 novembre 2011, courrier au CNPE de Gravelines. (CODEP-DOA-2011-65868 TG/NL) Lille: ASN, 29 novembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/31990/232141/file/INSSN-DOA-2011-0942.pdf .
ASN 2011-12	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Evaluations Complémentaires de Sûreté: Rapport de l'Autorité de Sûreté Nucléaire</i> , décembre 2011. Sur le web : www.asn.fr/index.php/.../file/ECS-Rapport-de-l-ASN-12-2011.pdf
ASN 2011-12-20	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>L'ASN examine les conditions de réparation de défauts</i>

	détectés dans une pénétration de fond de cuve du réacteur 1 de Gravelines. (Note d'information) Paris : ASN, 20 décembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2012/Reparation-de-defauts-detectes-dans-la-cuve-du-reacteur-n-1-de-Gravelines .
ASN 2011-12-21	Autorité de Sûreté Nucléaire. Arrêt pour visite décennale du réacteur Civaux n° 1. (Note d'information) Bordeaux : ASN, 21 décembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/131317
ASN 2011-12-23 Avis	Autorité de Sûreté Nucléaire. Anomalie générique concernant la tenue au séisme de divers matériels situés dans les stations de pompage des réacteurs de 900 et 1300 MWe. (Avis d'incident) Paris : ASN, 23 décembre 2010. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/121453 .
ASN 2011-12-23 Civaux	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INSSN-BDX-2011-0186 du 29 septembre au 25 octobre 2011, courrier au CNPE de Civaux. (CODEP-BDX-2011-066871) Bordeaux: ASN, 23 décembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/32256/234003/file/INSSN-BDX-2011-0186.pdf .
ASN 2011-12-26	Autorité de Sûreté Nucléaire. Arrêt pour visite décennale du réacteur n° 1. (Arrêt de réacteur) Paris: ASN, 26 décembre 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/view/full/131318 . « Centrale nucléaire de Civaux »
ASN 2012-01-03	Autorité de Sûreté Nucléaire. Avis n° 2012-AV-0139 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. [Paris] : ASN, 3 janvier 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/32343/234586/file/2012-AV-0139.pdf
ASN 2012-01-18	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INSSN-BDX-2011-0958 du 20 décembre 2011 : Inspection réactive sur événements, courrier au CNPE de Civaux. (CODEP-BDX-2011-000227) Bordeaux: ASN, 18 janvier 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/32557/236356/file/INSSN-BDX-2011-0958.pdf .
ASN 2012-01-23	Autorité de Sûreté Nucléaire. Lettre de suite d'inspection n° INSSN-BDX-2012-0720 du 17 janvier 2012 : environnement (inspection sur événement), courrier au CNPE de Civaux. (CODEP-BDX-2012-003455) Bordeaux: ASN, 23 janvier 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/32592/237568/file/INSSN-BDX-2012-0720.pdf .
ASN 2012-01-24	Autorité de Sûreté Nucléaire. Décision n° 2012-DC-0258 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 24 janvier 2012 portant mise en demeure de la société Electricité de France (EDF) de se conformer aux dispositions de l'article 14 du titre III de l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié dans le centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Civaux. Paris: ASN, 24 janvier 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/32612/237709/file/2012-DC-0258.pdf , à partir du lien http://www.asn.fr/index.php/Les-actions-de-l-ASN/La-reglementation/Bulletin-Officiel-de-l-ASN/Decisions-de-l-ASN/Decision-n-2012-DC-0258-de-l-ASN-du-24-janvier-2012 .
ASN 2012-01-25	Autorité de Sûreté Nucléaire. Rejet de tritium à la centrale nucléaire de Civaux (Vienne) : l'ASN met en demeure EDF de restaurer l'étanchéité de la capacité de rétention des réservoirs d'entreposage des effluents issus de l'îlot nucléaire. (Note d'information) Paris : ASN, 25 janvier 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2012/Civaux-l-ASN-met-en-demeure-EDF-de-restaurer-l-etancheite-des-reservoirs .

ASN 2012-02-06	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>L'ASN classe au niveau 2 de l'échelle INES une non-conformité d'une tuyauterie des piscines des réacteurs 2 et 3 de la centrale de Cattenom.</i> (Communiqué de presse) Paris : ASN, 6 février 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2012/Non-conformite-d-une-tuyauterie-des-piscines-des-reacteurs-2-et-3-Cattenom
ASN Lettre d'information	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information [series]</i> . [Paris] : ASN, avril 2008-... Liens sur le web : http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR .
ASN Lettre d'information n° 1	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°1</i> . Mis à jour le 23 octobre 2009. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-1 .
ASN Lettre d'information n° 2	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°2 : l'ASN demande à EDF d'améliorer la rigueur dans les opérations de construction.</i> Mis à jour le 06 juillet 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-2-l-ASN-demande-a-EDF-d-ameliorer-la-rigueur-dans-les-operations-de-construction .
ASN Lettre d'information n° 3	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°3 : l'ASN autorise la reprise des bétonnages sur le chantier EPR.</i> Mis à jour le 06 juillet 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-3-l-ASN-autorise-la-reprise-des-betonnages-sur-le-chantier-EPR .
ASN Lettre d'information n° 4	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°4 : l'ASN poursuit la mise en oeuvre de son programme de contrôle du chantier du réacteur EPR de Flamanville 3.</i> Mis à jour le 23 octobre 2009. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/Les-activites-controlees-par-l-ASN/Production-d-Electricite/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-4-l-ASN-poursuit-la-mise-en-oeuvre-de-son-programme-de-controle-du-chantier-du-reacteur-EPR-de-Flamanville-3 .
ASN Lettre d'information n° 5	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°5 : l'ASN reste vigilante sur le contrôle de la construction du futur réacteur Flamanville 3.</i> Paris: 12 février 2009; mis à jour le 23 Octobre 2009. Sur le web: http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-5-l-ASN-reste-vigilante-sur-le-controle-de-la-construction-du-futur-reacteur-Flamanville-3 .
ASN Lettre d'information n° 9	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°9 : l'ASN maintient en 2010 le rythme d'inspections tenu en 2009.</i> Mis à jour le 24 août 2010. Sur le web: http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-9-l-ASN-maintient-en-2010-le-rythme-d-inspections-tenu-en-2009 .
ASN Lettre d'information n° 11	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Lettre d'information n°11 : les actions de l'ASN sur le contrôle du chantier de construction du réacteur EPR de Flamanville : les points marquants,</i> 31 octobre 2011. Mis à jour le 09 février 2012. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/L-ASN-en-region/Division-de-Caen/Centrales-nucleaires/Construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville/L-actualite-du-controle-du-chantier-de-l-EPR/Lettre-d-information-n-11-les-actions-de-l-ASN-sur-le-controle-du-chantier-de-construction-du-reacteur-EPR-de-Flamanville-les-points-marquants .

Benedict 1959	Manson Benedict. <i>Summary Report: Economic Comparison of Zircaloy and Stainless Steel in Nuclear Power Reactors</i> . Cambridge, MA: Columbia-National Corporation, February 6, 1958. Sur le web: http://www.ornl.gov/info/reports/1958/3445606043108.pdf .
Braun 2011	Matthias Braun. <i>The Fukushima Daiichi Incident</i> . [Paris]: AREVA, 1 April 2011. Sur le web: http://www.seyth.com/ressources/quake/AREVA-Documents.pdf . Présentation de slides.
Bresee 1961	J.C. Bresee. <i>Pilot Plant Shutdown and Pu-Al Processing</i> . (ORNL-TM-7) Oak Ridge, TN: Oak Ridge National Laboratory, September 25, 1961. Sur le web: http://www.ornl.gov/info/reports/1961/3445605698572.pdf . "OSTI ID: 4843007"
Brookhaven 1989	J.H. Jo, P.F. Rose, S.D. Unwin, V.L. Sailor, K.R. Perkins, A.G. Tingle (Brookhaven National Laboratory). <i>Value/Impact Analyses of Accident Preventive and Mitigative Options for Spent Fuel Pools</i> . (NUREG/CR-5281; BNL-NUREG-52180) Washington, DC, Nuclear Regulatory Commission, mars 1989. Lien sur le web : http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/contract/cr5281 . Rapport préparé pour la NRC.
Bussac, Cogné, et Pelcé 1986	J. Bussac, F. Cogné, J. Pelcé. <i>Approche Française en matière d'accident graves et de problématique du terme source</i> . (Rapport IPSN n°86/1, Juillet 1986) [présentation à l'International Topical Meeting on Thermal Reactor Safety, San Diego, février 1986. Reproduit par la <i>Gazette nucléaire</i> , n° 73/74 (nov.-déc. 1986). Sur le web : http://resosol.org/Gazette/1986/7374_03.html .
Carpenter et al. 2007	D. Carpenter, K. Ahn, S.P. Kao, P. Hejzlar, and M.S. Kazimi. <i>Assessment of Silicon Carbide Cladding for High Performance Light Water Reactors</i> . (MIT-NFC-TR-098) Cambridge, CANES, Nuclear Fuel Cycle Technology and Policy Program, Massachusetts Institute of Technology, November 2007. Lien sur le web: http://canes.mit.edu/reports/assessment-silicon-carbide-cladding-high-performance-light-water-reactors .
Civaux ECS 2011	Electricité de France. <i>Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima du CNPE de Civaux</i> . Paris: EDF, 15 Septembre 2011. Sur le web: http://www.asn.fr/sites/rapports-exploitants-ecs/EDF/civaux .
CLI du CNPE de Gravelines 2006	Commission Locale d'Information du CNPE de Gravelines. <i>Avis et questions de la CLI de Gravelines sur le dossier d'enquête publique relatif au passage au MOX des tranches 5 et 6 du CNPE de Gravelines</i> . Gravelines : Secrétariat de la CLI, 19 octobre 2006. Sur le web : http://www.cli-gravelines.fr/outils/download.aspx?id_fichier=15153
CLI du CNPE de Gravelines 2011	Commission Locale d'Information du CNPE de Gravelines. <i>Avis de la CLI sur le rapport d'Evaluation Complémentaire de Sûreté (ECS) de Gravelines</i> , présentation à la journée technique IRSN-ANCCLI du 24 novembre 2011. Sur le web : www.anccli.fr/content/download/2627/38711/file/02_Gravelines.pdf .
CNIC et WISE-Paris 1999	J. Takagi, M. Schneider, F. Barnaby, J. Hokimoto, K. Hosokawa, C. Kamisawa, B. Nishio, A. Rossnagel, et M. Sailer. <i>Évaluation des impacts sociaux de l'utilisation de combustible au plutonium (MOX) dans les réacteurs à eau légère</i> . Version abrégée du Rapport final IMA ("International Mox Assessment"). Tokyo : Citizens Nuclear Information Center (Tokyo); Paris: WISE-Paris, septembre 1999. Sur le web : http://www.wise-paris.org/francais/rapports/ima .
Coeytaux et al. 2001	Xavier Coeytaux, Yacine B. Faïd, Yves Marignac, Mycle Schneider. <i>Airliner Crash on Nuclear Facilities: The Sellafield Case</i> . Paris: WISE-Paris, 29 October 2001. Sur le web: http://www.wise-paris.org/english/ourbriefings_pdf/011029AircraftCrashSellafield3.pdf .
Coeytaux et Marignac 2004	Xavier Coeytaux et Yves Marignac. <i>MOX Fuel And High Burn-Ups: Struggling with Antagonist Aims</i> . Paris: WISE-Paris, 29 July 2004. Report commissioned by Greenpeace International.

Collins and Hubbard 2001	T.E. Collins and G. Hubbard. <i>Technical Study of Spent Fuel Pool Accident Risk at Decommissioning Nuclear Power Plants</i> . (NUREG-1738) Washington, DC: Division of Systems Safety and Analysis, Office of Nuclear Reactor Regulation, U.S. Nuclear Regulatory Commission, February 2001. Lien sur le Web: http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1738 , to http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML0104/ML010430066.pdf .
Costaz 1997	Jean-Louis Costaz. <i>Confinement – Enceintes</i> . (Techniques de l'Ingénieur, Réf. B3290) 10 avril 1997. Lien sur le web : http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/conception-construction-et-exploitation-des-reacteurs-nucleaires-42204210/confinement-enceintes-b3290 .
Coughlin 2012	Con Coughlin. "Stuxnet virus attack: Russia warns of 'Iranian Chernobyl'", <i>The Telegraph</i> , 16 Jan 2011. Sur le web: http://www.telegraph.co.uk/news/worldnews/europe/russia/8262853/Stuxnet-virus-attack-Russia-warns-of-Iranian-Chernobyl.html .
Cours des comptes 2012	Cour des comptes. <i>Les coûts de la filière électronucléaire: Rapport public thématique</i> . Paris: Cour des comptes, janvier 2012. Sur le web: http://www.ccomptes.fr/fr/CC/documents/RPT/Rapport_thematique_filiere_elec_tronucleaire.pdf .
Culver and Cottrell 1960	H.N. Culver and W.B. Cottrell. "Plutonium Release from the 'Thorex Pilot Plant,'" <i>Nuclear Safety</i> v.1, no. 3 (March 1960) pp. 78-80.
David 2007	Patrick David. "Les composites s'imposent dans les hautes températures," <i>CLEFS CEA</i> n° 55 (été 2007). Sur le web : http://www.cea.fr/content/download/4868/29059/file/clefs55_p078_84_Chaffron.pdf , liens sur le web: http://www.cea.fr/energie/les_systemes_nucleaires_du_futur . Dans la [Section III]: Les avancées de la recherche et du développement.
Décret n° 2007-1557	France. <i>Décret : Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives</i> . (NOR: DEVQ0762539D) [Paris]: Legifrance, [10 décembre 2011]. Sur le web : http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000469544&dateTexte=20080718&fastPos=1&fastReqId=1021957698&oldAction=rechTexte .
Décret n° 2007-534	France. « Décret : « Décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 autorisant la création de l'installation nucléaire de base dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR, sur le site de Flamanville (Manche) » », <i>Journal Officiel</i> , n° 85 du 11 avril 2007, p. 6648 (NOR: INDI0700460D). Sur le web : http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000276348&dateTexte=&categorieLien=id .
DGSNR 2004	André-Claude Lacoste (Directeur Général de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection). Lettre des Ministres de l'économie et de l'écologie au Président d'EDF relative aux « Options de sûreté du projet de réacteur EPR », 28 septembre 2004. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/17533/106845/file/approb_TG_epr.pdf .
DNFSB 2003	Defense Nuclear Facilities Safety Board. <i>Control of Red Oil Explosions in Defense Nuclear Facilities: 2003</i> . (Technical Report; DNFSB/TECH-33) Washington, DC: DNFSB, November 2003. Sur le web: http://www.hss.doe.gov/deprep/2003/AttachedFile/FB03n13b_enc.pdf .

DOE 2011	United States. Department of Energy. National Nuclear Security Administration. <i>Radiological Assessment of Effects from Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant</i> . [Washington, DC: DOE, NNSA] May 13, 2011. Lien sur le Web: http://energy.gov/downloads/radiological-assessment-effects-fukushima-daiichi-nuclear-power-plant ; présentation sur http://energy.gov/sites/prod/files/051311_Joint_DOE_GoJ_AMS_Train_Data_FINAL_v2.pptx .
Dominion 2011	Dominion. <i>North Anna Update: Dec. 1 Update - North Anna nuclear units back at full power</i> . Richmond, VA: Dominion, December 1, 2011. Sur le web: http://dom.com/about/stations/nuclear/north-anna/update.jsp .
DSIN 1997	Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires. <i>Communiqué de Presse de la DSIN</i> , 18 novembre 1997. Reproduit par la <i>Gazette nucléaire</i> , n°163/164, janvier 1998. Sur le web : http://resosol.org/Gazette/1998/163_164_p7.html .
EDF 2006	Electricité de France. <i>EPR : European Pressurized Water Reactor: Rapport préliminaire de sûreté de Flamanville 3</i> . Version publique [Montrouge ?] : EDF, 2006. Accessible sur le web : http://energie.edf.com/nucleaire/carte-des-centrales-nucleaires/epr-flamanville-3/publications-48527.html .
EDF 2010	Electricité de France. <i>Centrale nucléaire de Flamanville : Evénements : Affaïssement partiel de la toiture d'un bâtiment annexe à la centrale EDF de Flamanville</i> . [Paris] : EDF, 4 décembre 2010. . Sur le web : http://energie.edf.com/nucleaire/carte-des-centrales-nucleaires/centrale-nucleaire-de-flamanville/evenements-45742.html .
Ellis 2009	Ronald J. Ellis (Oak Ridge National Laboratory). Reactor Physics Assessment of the Inclusion of Unseparated Neptunium in MOX Reactor Fuel, dans <i>Advances in Nuclear Fuel Management IV (ANFM 2009)</i> , [Topical Meeting] Hilton Head Island, South Carolina, USA, April 12-15, 2009 (LaGrange Park, IL: American Nuclear Society, 2009). Sur le web: http://www.ornl.gov/sci/scale/pubs/ldoc15013_usr_ron55_1_paper.pdf .
Euratom N° 2218/89	Euratom. "Règlement (Euratom) N° 2218/89 du Conseil du 18 juillet 1989 modifiant le règlement (Euratom) n° 3954/87 fixant les niveaux maximaux admissibles de contamination radioactive pour les denrées alimentaires et les aliments pour bétail après un accident nucléaire ou dans toute autre situation d'urgence radiologique," <i>Journal officiel des Communautés européennes</i> (22 juillet 1989) L 211. Sur le web : http://ec.europa.eu/energy/nuclear/radioprotection/doc/legislation/892218_fr.pdf
Fillon 2011-03	François Fillon. Lettre du Premier ministre au Président de l'Autorité de sûreté nucléaire. Paris : 23 mars 2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/29003/177367/file/12.03+Lettre+du+Premier+ministre-saisine+de+l%5C%27ASN.PDF
Fillon 2011-12	François Fillon. <i>Audit de sécurité des installations nucléaires</i> . Lettre du Premier ministre à la ministre de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, au ministre de l'Intérieur, de l'Outre-Mer, des Collectivités territoriales et de l'Immigration, et au ministre auprès du ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, chargé de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie numérique. Paris :16 décembre 2011. Sur le web : http://www.greenpeace.org/france/PageFiles/266521/12.19%20Lettre%20du%20Premier%20ministre%20relative%20%C3%A0%20l%27audit%20de%20s%C3%A9curit%C3%A9%20des%20installations%20nucl%C3%A9aires.pdf .
Flamanville ECS 2011	Electricité de France. <i>Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima du CNPE de Flamanville</i> . Paris: EDF, 15 septembre 2011. Sur le web: http://www.asn.fr/sites/rapports-exploitants-ecs/EDF/flamanville .

GPR-GPU 2011	Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, et Groupe permanent d'experts pour les installations nucléaires de base autres que les réacteurs nucléaires à l'exception des installations destinées au stockage à long terme des déchets radioactifs. <i>Avis relatif aux démarches mises en oeuvre par les exploitants EDF, ILL, AREVA et CEA pour réaliser les évaluations complémentaires de sûreté post- Fukushima de leurs installations nucléaires de base.</i> [Paris: ASN, 06/07/2011. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/30640/197206/file/GPR+GPU+06+07+2011+Avis.pdf . “Réunion tenue à Massy le 06/07/2011.”
Gravelines ECS 2011	Electricité de France. <i>Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima du CNPE de Gravelines.</i> Paris: EDF, 15 septembre 2011. Sur le web: http://www.asn.fr/sites/rapports-exploitants-ecs/EDF/gravelines .
GSIEN 2011	Groupe des Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire. <i>Analyse et commentaire des rapports d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima.</i> Orsay: GSIEN, novembre 2011. Sur le web : http://www.anccli.fr/content/download/2653/38984/file/GSIEN%20-%20Dossier%20post%20Fukushima%202.pdf . Rapport commandé par l'ANCCLI.
GT INTER-CLI 2011	Groupe de travail inter-CLI de la Manche sûreté des installations nucléaires post-Fukushima. <i>Doc de travail V8 GT INTER-CLI « Sûreté Post Fukushima ».</i> [La Hague?]: GT Inter-CLI, 4 novembre 2011. Sur le web: http://www.anccli.fr/content/download/2651/38976/file/ECS%20Inter%20CLI%20de%20la%20manche.pdf où http://www.s323409623.onlinehome.fr/interCli-Gt.pdf . “INTER-CLI-Manche 4 novembre 2011”
Gulbransen 1975	Earl A. Gulbransen. “Not Safe Enough,” <i>Bulletin of the Atomic Scientists</i> (June 1975) p. 5. Sur le web : http://books.google.com/books?id=JAsAAAAAMBAJ&pg=PA5&lpg=PA5&dq=earl+gulbransen+zirconium&source=bl&ots=L8ZWTPofuz&sig=Mn_X85Dys82e6nI1s8vwUR4t8Mk&hl=en&ei=ZnEoTp-hLIndgQeX6shc&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=3&ved=0CCAQ6AEwAg#v=onepage&q&f=false . Lettre à la rédaction.
HSE 2011	United Kingdom. Health and Safety Executive. Office for Nuclear Regulation. <i>Taking GDA work forward in the light of the unprecedented events in Japan.</i> [London]: HSE, ONR, avril 2011. Sur le web : http://www.hse.gov.uk/newreactors/gda-japan.htm .
HSE, STUK, et ASN 2009	HSE, STUK, et ASN. <i>Déclaration commune des trois Autorités de sûreté britannique, finlandaise et française sur la conception du système de contrôle-commande du réacteur EPR.</i> (Note d'information) [Paris] : ASN, 2 novembre 2009. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2009/Systeme-de-contrôle-commande-du-reacteur-EPR . (Health and Safety Executive (Royaume-Uni), Säteilyturvakeskus (Finlande), et Autorité de Sûreté Nucléaire (France))
IAEA 1991	International Advisory Committee. <i>The International Chernobyl Project: Surface Contamination Maps.</i> Vienna, International Atomic Energy Agency, 1991. Sur le web : http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub886_web/Start.pdf , à partir du lien http://www-ns.iaea.org/projects/chernobyl.asp
IAEA 1998	International Atomic Energy Agency. <i>The Radiological Accident in the Reprocessing Plant at Tomsk.</i> (STI/PUB/1060) Vienna: IAEA, 1998. Sur le web: http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/pdf/p060_scr.pdf .
IAEA-TECDOC-1025, 1998	International Atomic Energy Agency. <i>Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Concrete containment buildings.</i> (IAEA-TECDOC-1025) Vienna: Engineering Safety Section, IAEA, 1998. Sur le web: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1025_prn.pdf .

IAEA-TECDOC-1535, 2007	International Atomic Energy Agency. <i>Nuclear Fuel Cycle Simulation System (VISTA)</i> . (IAEA-TECDOC-1535) Vienna: Nuclear Fuel Cycle and Materials Section, IAEA, February 2007. Sur le web: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1535_web.pdf .
ICRP DECDATA	International Commission on Radiological Protection. <i>Nuclear Decay Data for Dosimetric Calculations</i> . (ICRP Publication 107; Annals of the ICRP v. 38 (no.3) 2008) Kidlington, Oxford, UK: Elsevier, 2009. Accompagné d'un CD du même titre (Version 1.0), avec un tableau périodique interactif intitulé: "DECDATA: A summary of radiation emissions."
Inside NRC 2010-03	<i>Inside NRC</i> , « NRC extends US EPR design review by six months; COL delays not expected », 1 mars 2010, p 5..
Inside NRC 2010-07	<i>Inside NRC</i> , « Areva must modify I&C for US-EPR design, says NRC », 5 juillet 2010.
IPPNW et IEER 1992	Special Commission of International Physicians for the Prevention of Nuclear War and the Institute for Energy and Environmental Research. <i>Plutonium: Deadly Gold of the Nuclear Age</i> . Cambridge, MA: International Physicians Press, 1992.
IPSN 1997	D. Quéniart (Institut de protection et de sûreté nucléaire). <i>Courrier de réponse aux questions de Bella Belbéoch 1997</i> . Reproduit par la <i>Gazette nucléaire</i> , n°163/164, janvier 1998. Sur le web: http://resosol.org/Gazette/1998/163_164_p7.html .
IPSN 2001	Institut de protection et de sûreté nucléaire. <i>Avis de l'Institut de Protection et de Sûreté Nucléaire sur le dossier EDF "Cycle du combustible REP français"</i> . (Rapport DES n°468) [Paris : IRSN, novembre 2001 (rapport non public).
IRSN 2003 Durin et al.	M. Durin, C. Manuel, B. Chaumont, J. Vendel, A. Bentaib, P. Pailhories, J.-C. Sabroux, D. Leteinturier. « La recherche et développement à l'IRSN sur le risque hydrogène lors d'un accident grave de réacteur à eau pressurisée », in <i>Rapport scientifique et technique 2002</i> . [Paris] : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, mai 2003. Sur le web: http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2002/Documents/Chap01_art4.pdf , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2002/Pages/Rapport-scientifique-et-technique-2002-de-l-IRSN-1610.aspx .
IRSN 2003 Vallée et Piot	R. Vallée et L. Piot. « Simulations du comportement mécanique de colis de transport de matières radioactives en cas de chute sur cibles réelles », in <i>Rapport scientifique et technique 2002</i> . [Paris] : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, mai 2003. Sur le web: http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2002/Documents/Chap03_art1.pdf , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2002/Pages/Rapport-scientifique-et-technique-2002-de-l-IRSN-1610.aspx .
IRSN 2006	Estelle Graffard, Frédéric Goux. « Tenue de la cuve des réacteurs de 900 MWe - Étude thermohydraulique des transitoires de choc froid », Section 4.3 dans le <i>Rapport scientifique et technique 2005</i> (Paris : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, juin 2006). Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2005/Documents/F4RST05-5.pdf , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/Larecherche/publications-documentation/aktis-lettre-dossiers-thematiques/RST/RST-2005/Pages/Surete-des-installations-scenarios-d-accidents-3131.aspx .
IRSN 2007	N. Reales et E. Quentric. <i>CODIR-PA : présentation de deux scénarios d'accident affectant une centrale nucléaire française</i> . (DEI/SARG/07-026 ; DEI/SESUC/07-53; Note technique) Fontenay-aux-Roses : Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire,

	[juin 2007]. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/14656/98162/NT-Scenarios_CODIRPA_Vfinale.pdf .
IRSN 2008	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Note technique: Risques d'explosion des red oils dans les usines de traitement de combustibles usés</i> . [Fontenay-aux-Roses, France]: IRSN, juin 2008. Sur le web: http://www.irsn.fr/FR/base_de_connaissances/librairie/Documents/publications_pour_les_professionnels/IRSN_Note-technique_Red-Oils_062008.pdf .
IRSN 2009-06	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Synthèse du rapport de l'IRSN portant sur l'architecture et les plateformes du contrôle-commande du réacteur EPR en construction sur le site de Flamanville</i> . [Paris] : IRSN, 18 juin 2009. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/Documents/Reacteurs/IRSN_Synthese_Rapport_controle_commande_reacteur_EPR_18062009.pdf . Présenté au Groupe Permanent d'experts pour les Réacteurs nucléaires (GPR).
IRSN 2010-05-19	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Avis de l'IRSN sur la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MW_e – Réponses aux demandes de la section permanente nucléaire de décembre 2005 – Volet mécanique</i> . (Avis DSR/2010-153) [Paris] : IRSN, 19 mai 2010. Sur le web : http://www.irsn.fr/fr/expertise/rapports_gp/documents/gpespn/irsn_avis_dsr-2010-153.pdf .
IRSN 2010-05-20	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Synthèse du rapport de l'IRSN sur les orientations des études à mener pour le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MW_e à l'occasion de leur troisième visite décennale</i> , 20 mai 2010. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/Documents/Reacteurs/IRSN_SyntheseRapport_GPR_VD3_1300Mwe_20052010.pdf .
IRSN 2010-09-30	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Le ver informatique Stuxnet peut-il menacer les centrales nucléaires françaises ?</i> , communiqué du 30 septembre 2010. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Communiques_et_dossiers_de_presse/Pages/20100930-Ver_informatique_Stuxnet_peut_il_menacer_centrales_nucleaires_fran%C3%A7aises.aspx .
IRSN 2011 Résumé	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Evaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations</i> . “Résumé du rapport IRSN N°679 ayant servi de base à la réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs et pour les usines tenue les 8, 9 et 10 novembre.” (Rapport IRSN N°708) [Fontenay-aux-Roses, France]: IRSN, [novembre 2011]. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/Documents/IRSN-Synthese-Rapport-ECS_112011.pdf , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Rapport-IRSN-ECS.aspx .
IRSN 2011 Tome 1	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Evaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations</i> . Tome 1/2. “Réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs et pour les usines des 8, 9 et 10 novembre 2011.” (Rapport IRSN N°679) [Fontenay-aux-Roses, France]: IRSN, [novembre 2011]. Sur le web: http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/Documents/IRSN-ECS-Tome1/tome1.html , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Rapport-IRSN-ECS.aspx .

IRSN 2011 Tome 2	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Evaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations</i> . Tome 2/2. "Réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs et pour les usines des 8, 9 et 10 novembre 2011." (Rapport IRSN N°679) [Fontenay-aux-Roses, France]: IRSN, [novembre 2011]. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/Documents/IRSN-ECS-Tome2/tome2.html , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-reacteurs/Pages/Rapport-IRSN-ECS.aspx .
IRSN 2011-02-17	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. <i>Anomalie générique concernant le système d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe : l'IRSN examine l'impact sur la sûreté</i> , note d'information, 17 février 2011. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Pages/20110217_anomalie-generique-systeme-injection-securite-reacteur-900MWe.aspx
IRSN 2012	Communication personnelle par courrier électronique d'Yves Marignac avec l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, 26 janvier 2012
IRSN et CEA 2007	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire et Commissariat à l'énergie atomique. <i>R & D relative aux accidents graves dans les réacteurs à eau pressurisée : bilan et perspectives</i> . (Rapport IRSN-2006/73 Rev 1; Rapport CEA-2006/474 Rev 1) [Paris]: IRSN et CEA, [8 janvier 2007]. Sur le web : http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/IRSN_CEA_Rapport_RD-accident-grave_2006.pdf , à partir du lien http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/surete/Pages/R-D-relative-aux-accidents-graves-dans-les-reacteurs-a-eau-presseurisee-bilan-et-perspectives.aspx .
JAIF 2011	Japan Atomic Industrial Forum. <i>Status of nuclear power plants in Fukushima as of 20:00 March 28 (Estimated by JAIF)</i> . [Tokyo]: JAIF, au 28 mars 2011. Sur le web : http://www.jaif.or.jp/english/news_images/pdf/ENGNEWS01_1301311278P.pdf
JAIF 2012	Japan Atomic Industrial Forum., <i>Current Status of the Nuclear Power Plants in Japan (as of Jan. 27, 2012)</i> . [Tokyo]: JAIF, 27 janvier 2012. Sur le web : http://www.jaif.or.jp/english/news_images/pdf/ENGNEWS02_1327975531P.pdf
JAIF Status 2011	Japan Atomic Industrial Forum. <i>Nuclear Power Plants in Japan (Plant Status before and after the Great East Japan Earthquake)</i> . [Tokyo]: JAIF, as of November 2, 2011. Sur le web : http://www.jaif.or.jp/english/news_images/pdf/ENGNEWS02_1320229808P.pdf
Kappenman 2012	John Kappenman. "A Perfect Storm of Planetary Proportions," <i>IEEE Spectrum</i> (February 2012). On the web at http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/a-perfect-storm-of-planetary-proportions .
Kemeny Commission 1979	John Kemeny et al. <i>Report of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island: The Need for Change: the Legacy of TMI</i> . Washington, DC: President's Commission, October 1979. Sur le web : http://www.threemileisland.org/downloads/188.pdf . Fichiers interrogeables trouvés à http://www.pddoc.com/tmi2/kemeny/index.html .
Kuan, Hanson, and Odar 1991	P. Kuan, D.J. Hanson, and F. Odar. <i>Managing water addition to a degraded core</i> . (EGG-M-91375; CONF-911079-30; DE92010807). [Idaho Falls: EG and G Idaho, January 1991. Liens sur le web : http://www.osti.gov/energycitations/product.biblio.jsp?osti_id=5642843 (Description basée sur cette page web). Présenté lors de la 19e Nuclear Regulatory Commission water reactor safety information meeting, Bethesda, MD, 28-30 Oct 1991.
Laponche et Marignac 2011	Bernard Laponche et Yves Marignac. <i>La sûreté des installations nucléaires</i> . [Meudon, France?]: Global Chance, décembre 2011. Sur le web : http://www.global-chance.org/IMG/pdf/BLYM-SureteNucleaire-081211.pdf .

Le Monde 2011	LEMONDE.FR avec Reuters. "François Fillon confirme un audit de la sûreté des sites nucléaires," <i>Le Monde</i> , 19 décembre, mis à jour le 20 décembre 2011. Sur le web: http://www.lemonde.fr/planete/article/2011/12/19/francois-fillon-confirme-un-audit-de-la-surete-des-sites-nucleaires_1620646_3244.html .
Norwegian Radiation Protection Authority 2009	Norwegian Radiation Protection Authority. <i>Consequences in Norway of a Hypothetical Accident at Sellafield: Potential Release -- Transport and Fallout</i> / M. Album Ytre-Eide, W.J.F. Standring, I. Amundsen, M. Sickel, A. Liland, J. Saltbones, J. Bartnicki, H. Haakenstad, B. Salbu. (StrålevernRapport 2009:7) Østerås, Norges: Statens strålevern, 23 March 2009. Sur le web: http://www.nrpa.no/dav/a368e9b53c.pdf .
NRC 1975	United States. Nuclear Regulatory Commission. <i>Reactor Safety Study: An Assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants</i> . (NUREG-75/014; WASH-1400). Washington, DC: NRC, October 1975. "Prepared under the direction of Professor Norman C. Rasmussen." Le rapport sans annexes sur le web : http://teams.epri.com/PRA/Big%20List%20of%20PRA%20Documents/WASH-1400/02-Main%20Report.pdf . Lien à « Appendices » III-X » sur le web : http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr75-014/ . « Rasmussen Report ».
NRC 2008	United States. Nuclear Regulatory Commission. <i>Davis-Besse Reactor Pressure Vessel Head Degradation: Overview, Lessons Learned, and NRC Actions Based on Lessons Learned</i> . (NUREG/BR-0353, Rev. 1) Washington, DC, NRC, août 2008. Sur le web : http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/brochures/br0353/br0353r1.pdf .
NRC 2011	United States. Nuclear Regulatory Commission. <i>Recommendations for Enhancing Reactor Safety in the 21st Century: The Near-Term Task Force Review of Insights from the Fukushima Dai-ichi Accident</i> . Washington, DC: NRC, July 12, 2011. Sur le web: http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1118/ML111861807.pdf .
Nucleonics Week 1997	<i>Nucleonics Week</i> , « EPR becoming 1,800-MW plant to meet competitive targets », 21 août 1997.
Nucleonics Week 1999	<i>Nucleonics Week</i> , « EPR design certification expected in mid-2000: interim opinion sooner », 13 septembre 1999.
Nucleonics Week 2005	<i>Nucleonics Week</i> , « STUK okays Olkiluoto-3, sets limit on initial fuel burnup », 27 janvier 2005.
Nucleonics Week 2010	<i>Nucleonics Week</i> , « UK reviews of AP1000 and EPR might not be fully closed by 2011 », 24 juin 2010.
OPECST 1998	Claude Birraux, Jean-Yves Le Dréaut, Henri Revol. <i>Le Contrôle de la Sûreté et de la Sécurité des Installations Nucléaires</i> . (Rapport 484 (97-98), Tome 1) [Paris]: Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques, 1998. Sur le web: http://www.senat.fr/rap/o97-4841/o97-4841_mono.html .
Palladino 1976	N.J. Palladino. "Defends Zirconium," <i>Bulletin of the Atomic Scientist</i> (March 1976) p. 5. Sur le web : http://books.google.com/books?id=XwwAAAAAMBAJ&pg=PA5&lpg=PA5&dq=%22Earl+A.+Gulbransen%22+Bulletin+of+the+atomic+scientists&source=bl&ots=-SZiErULGS&sig=chMOHIO0thbXU-gQc9g0R-ViH2U&hl=en&ei=tqEoTsKBGK6x0AG8r-3iCg&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=1&ved=0CB8Q6AEwAA#v=onepage&q&f=false . Lettre à la rédaction, une réponse à Gulbransen.
PPI du CNPE de Nogent sur Seine 2011	<i>Le Plan Particulier d'Intervention du Centre Nucléaire de Production d'Electricité (CNPE) de Nogent sur Seine</i> . Nogent sur Seine: L'Aube, 2011. Sur le web: http://www.aube.pref.gouv.fr/articles/les-thematiques/securite-civile-ordre-public-securite-routiere-et-defense/securite-civile/ppi-du-cnpe-de-nogent-sur-seine-h664a743.html . « PPI du CNPE de Nogent sur Seine » Lien: Préfet de l'Aube. Service Interministeriel de Defense et e Protection Civiles. <i>Centre Nucléaire de Production d'Electricité: Le Plan Particulier d'Intervention – P.P.I.: Nogent</i>

	sur Seine. Nogent sur Seine: L'Aube, mars 2011. Sur le web: http://www.aube.pref.gouv.fr/documents/115c944cb0c9423ebca58116d7a28fbc/p-pi-cnpe-mars-2011.zip.
Réseau Sortir du Nucléaire 2006	Réseau Sortir du nucléaire. <i>EPR : Dossier « confidentiel défense »</i>. Lyon : Réseau, 17 mai 2006. Sur le web : http://www.sortirdunucleaire.org/index.php?menu=sinformer&sousmenu=themas&sousmenu=epr-confidentiel&page=index.
Réseau Sortir du Nucléaire 2010-03-08	Réseau Sortir du nucléaire. <i>Révélation d'une source interne à EDF : l'EPR risque l'accident nucléaire !</i> [Lyon] : Réseau, 8 mars 2010. Sur le web : http://www.sortirdunucleaire.org/index.php?menu=actualites&sousmenu=dossiers&sousmenu=EPRrevelations&page=index. La page donne accès aux documents confidentiels sur lesquels s'appuie cette analyse.
Réseau Sortir du Nucléaire 2010-09-28	Réseau Sortir du nucléaire. <i>Nouvelles révélations d'une source interne à EDF sur la dangerosité de l'EPR</i>. [Lyon : Réseau, 28 septembre 2010]. Sur le web : http://www.sortirdunucleaire.org/index.php?menu=actualites&sousmenu=dossiers&sousmenu=EPRrevelations2&page=index. La page donne accès aux documents confidentiels sur lesquels s'appuie cette analyse.
RFS 1.2.a, 1980	Autorité de Sûreté Nucléaire. <i>Règle no. I.2.a (5 août 1980): Prise en compte des risques liés aux chutes d'avions (RFS-I.2.a)</i> Paris: ASN, publié le 06 octobre 2009. Sur le web : http://www.asn.fr/index.php/content/download/20504/115776/file/RFS_I_2_a.pdf.
Rivera et Meyer 1980	J. E. Rivera and J. E. Meyer. <i>Stainless Steel Clad for Light Water Reactor Fuels</i>. (Energy Laboratory Report No. MIT-EL 80-021) Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, EL, July 1980. Sur le web: http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/60538/EL_TR_1980_021.pdf?sequence=1.
Roussely 2010	François Roussely. <i>Avenir de la filière française du nucléaire civil : synthèse du rapport</i>. 16 juin 2010. Sur le web : http://www.elysee.fr/president/root/bank_objects/Synthese_ROUSSELY.pdf.
Sandia 2006	B.W. Spencer, J.P. Petti, D.M. Kunsman (Sandia National Laboratories). <i>Risk-Informed Assessment of Degraded Containment Vessels</i>. (NUREG/CR-6920 ; SAND2006-3772P) Washington, DC : Nuclear Regulatory Commission, novembre 2006. Sur le web : http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/contract/cr6920/cr6920.pdf. Rapport préparé pour la NRC.
Schneider 2001	Mykle Schneider. <i>La menace du terrorisme nucléaire : de l'analyse aux mesures de précaution</i>, contribution au Colloque international « Les démocraties face au terrorisme de masse », Assemblée Nationale, 10 décembre 2001. [Paris] : WISE-Paris, 2001. Sur le web : http://www.greenpeace.fr/stop-plutonium/dossiers/WISE_terrorisme_nuc.pdf.
Schneider 2007	Georgui Kastchiev, Wolfgang Kromp, Stephan Kurth, David Lochbaum, Ed Lyman, Michael Sailer, et Mykle Schneider. <i>Residual Risk - An Account of Events in Nuclear Power Plants Since the Chernobyl Accident in 1986</i>, rapport commandité par R. Harms, Membre du Parlement européen, mai 2007. Sur le web : http://archive.greens-efa.eu/cms/topics/dokbin/181/181995.residual_risk@en.pdf. M. Schneider (Coord.)
Sege 1953	G. Sege. <i>Overconcentration in initial operation of uranium evaporator, 321 Building</i>. (HW-28690) Richland, WA: Chemical Development Unit, Separations Technology Sub-Section, Technical Section, Engineering Dept., Hanford Atomic Products Operation, General Electric Co., July 10, 1953. Sur le web: http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/6550946-y4Njxj/6550946.pdf. OSTI Identifier: 6550946; Legacy ID: DE84016686; DOI 10.2172/6550946.

Stop Civaux 1999	Stop Civaux. « L'autorité de sûreté a autorisé le 28 juin 1999 le redémarrage du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Flamanville, » communiqué placé sur son site par le comité Stop-Civaux. Sur le web : http://stopcivaux.free.fr/comasn/flamanville_25d.html
Stop Civaux 2001	Stop Civaux. <i>Civaux 1 : arrêt de tranche : Défaut d'étanchéité de l'enceinte</i> . Poitiers : Stop-Civaux, 29 juin 2001. Sur le web : http://stopcivaux.free.fr/enceinte/enceinte.html .
Tanguy 1984	Pierre Tanguy. « French Safety Philosophy », <i>Nuclear Safety</i> 24, n° 5 (1984)
TEPCO 2009-12-28	Tokyo Electric Power Company. <i>Resuming Commercial Operation of the Kashiwa-zaki-Kariwa Nuclear Power Station Unit 7 after the Niigata-Chuetsu-Oki Earthquake</i> . Press Release. Tokyo: TEPCO, December 28, 2009. Sur le web : http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/09122801-e.html .
TEPCO 2011-08-06 9am	Tokyo Electric Power Company. <i>Status of TEPCO's Facilities and its services after the Toboku- Chibou-Taibeiyon-Oki Earthquake (as of 9 AM, August 6)</i> . Press Release. Tokyo: TEPCO, August 6, 2011. Sur le web : http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/11080601-e.html .
TEPCO 2011-08-23 9am	Tokyo Electric Power Company. <i>Status of TEPCO's Facilities and its services after the Toboku- Chibou-Taibeiyon-Oki Earthquake (as of 9 AM, August 23)</i> . Press Release. Tokyo: TEPCO, August 23, 2011. Sur le web : http://www.tepco.co.jp/en/press/corp-com/release/11082301-e.html .
Thomas 2010	Steve Thomas. <i>The EPR in Crisis</i> . London : PSIRU, Business School, University of Greenwich, novembre 2010. Sur le web : http://www.psiru.org/sites/default/files/2010-11-E-EPR.doc .
Thompson 1998	Gordon Thompson. <i>High Level Radioactive Liquid Waste at Sellafield: Risks, Alternative Options and Lessons for Policy; Report on an IRSS Study</i> . Cambridge, MA: Institute for Resource and Security Studies, June 1998. Sur le web: http://www.irss-usa.org/pages/documents/Compleatw-oapp.pdf .
Thompson 2000	Gordon Thompson. <i>Hazard Potential of the La Hague Site: An Initial Review</i> . Cambridge, MA: Institute for Resource and Security Studies, May 2000. Sur le web: http://www.irss-usa.org/pages/documents/LaHague05-00_000.pdf .
Travis et al. 1997	R.J. Travis, R.E. Davis, E.J. Grove, M.A. Azarm. <i>A Safety and Regulatory Assessment of Generic BWR and PWR Permanently Shutdown Nuclear Power Plants</i> . (NUREG/CR-6451; BNL-NUREG-52498) Upton, NY: Brookhaven National Laboratory, 1997. Lien sur le web: http://www.osti.gov/bridge/product.biblio.jsp?osti_id=510336 .
UNSCEAR 1988	United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation. <i>Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation : 1988 Report to the General Assembly, with Annexes</i> . New York: United Nations, 1988. Lien sur le web : http://www.unscear.org/unscear/en/publications/1988.html .
Verts/ALE 2011	<i>The European "Stress test" for Nuclear Power Plants</i> . Expertise on behalf of the Parliamentary Group of the Greens/EFA in the European Parliament. Bonn: Greens European Free Alliance, October 2011. Sur le web: http://www.greens-efa.eu/fileadmin/dam/Documents/Studies/2011_10_22_European_Stresstest_FIN_AL_LOGO.pdf . "Drafted by: Renneberg Consult UG, Wolfgang Renneberg, www.atomsicherheit.de, in cooperation with: intac GmbH, Oda Becker, Wolfgang Neumann."
Verts/ALE 2011, Sommaire français	<i>Les tests de résistance des centrales nucléaires en Europe – Résumé. Etude: The European "Stress test" for Nuclear Power Plants</i> . Expertise on behalf of the Parliamentary Group of the Verts /ALE au Parlement européen. Réalisée par : Renneberg Consult UG, Wolfgang Renneberg, www.atomsicherheit.de, in cooperation with: intac GmbH. Bonn: Greens European Free Alliance, October 2011. Sur le web: http://yannickjadot.fr/wp-content/uploads/2011/11/R%C3%A9sum%C3%A9-etude-stress-tests.pdf . Le rapport complet: http://www.greens-efa.eu/fileadmin/dam/Documents/Studies/2011_10_22_European_Stresstest_FIN_AL_LOGO.pdf .

Wikipedia Lille 2012	“Lille,” <i>Wikipedia</i> , consulté le 20 janvier 2012. Sur le web : http://en.wikipedia.org/wiki/Lille .
Wikipedia Nord-Pas-de-Calais 2012	« Nord-Pas-de-Calais,” <i>Wikipedia</i> , consulté le 20 janvier 2012. Sur le web : http://fr.wikipedia.org/wiki/Nord-Pas-de-Calais ,
WISE-Paris 2001-09	Xavier Coeytaux, Yacine Faïd, Yves Marignac, et Mycle Schneider. <i>Les installations nucléaires exposées au risque de chute d'avion</i> , (Briefing NRA1-v4) Paris: WISE-Paris, 26 septembre 2001. Sur le web : http://www.wise-paris.org/francais/nosbriefings_pdf/010926BriefNRA-fr.pdf .
WISE-Paris 2001-11	WISE-Paris. <i>Possible Toxic Effects from the Nuclear Reprocessing Plants at Sellafield (UK) and Cap de La Hague (France)</i> . Luxembourg : Directorate General for Research, European Parliament, STOA Programme, November 2001. Sur le web : http://www.wise-paris.org/english/reports/STOAFinalStudyEN.pdf . Rapport commandité par le bureau STOA du Parlement Européen.
WISE-Paris 2003	Yves Marignac et Xavier Coeytaux. <i>Les risques du nucléaire français au temps de l'EPR</i> . Paris : WISE-Paris, septembre 2003.
Yueh et al. 2010	Ken Yueh, David Carpenter, and Herbert Feinroth. “Clad in clay,” <i>Nuclear Engineering International</i> (08 March 2010). Sur le web : http://www.neimagazine.com/story.asp?storyCode=2055642 .
ZIT	Zones d'Interdiction temporaires, http://www.dircam.air.defense.gouv.fr/dia/images/stories/Doc/ERF_ZONE_ZIT.pdf