

L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français

**Processus de décision, options de renforcement et coûts associés
à une éventuelle prolongation d'exploitation
au delà de 40 ans des réacteurs d'EDF**

22 février 2014

Yves Marignac
Directeur

Rapport commandité par Greenpeace France

Synthèse

L'échéance des 40 ans de durée de vie des 58 réacteurs nucléaires d'EDF est une étape majeure qui n'a pas été suffisamment anticipée, alors que près des deux tiers doit l'atteindre d'ici à 2025. Face à ce retard, pointé par la Cour des Comptes comme par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), des décisions urgentes deviennent cruciales pour maîtriser la sûreté, les coûts, et une évolution du parc compatible avec l'engagement de ramener la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité à l'horizon 2025 fixé par le Président de la République.

Cette urgence est d'autant plus grande qu'EDF a fait le choix stratégique, à partir de 2008, de retarder l'éventuel remplacement de son parc par des nouveaux réacteurs, au profit d'une prolongation jusqu'à 50 voire 60 ans de durée de vie. Cette stratégie s'appuie sur l'idée que cette prolongation ne pose pas de problème de sûreté majeur, qu'elle est l'option la moins coûteuse et que l'exploitation prolongée des réacteurs constitue une « rente » dont il faut se saisir.

L'analyse détaillée de la situation du parc nucléaire, du cadre réglementaire, des enjeux de sûreté et des conditions dans lesquelles des prolongations pourraient être envisagées montre au contraire qu'il s'agit d'opérations complexes, potentiellement très coûteuses, et dont la faisabilité réglementaire et technique ne saurait être garantie.

Scénarios et coûts

La présente étude imagine les scénarios de renforcement auxquels pourraient conduire différents niveaux d'exigence de sûreté applicables au delà de 40 ans. Elle montre que les investissements nécessaires à la prolongation de durée de vie pourraient être plus de quatre fois supérieurs à ce qu'envisage aujourd'hui EDF, si ces exigences devaient se rapprocher sérieusement de celles de nouveaux réacteurs comme l'EPR.

EDF n'a pas encore communiqué sur le détail des opérations et des coûts prévus dans son plan de prolongation de la durée de vie des réacteurs. Partie de 400 M€ par réacteur en 2008, sa prévision a depuis été relevée pour atteindre, dans le plan de « grand carénage » programmé à partir de 2015, un total de 55 Md€ pour l'ensemble du parc (dont 10 Md€ environ consacrés aux renforcements issus du retour d'expérience de la catastrophe nucléaire survenue en 2011 à Fukushima).

Malgré des incertitudes fortes sur les coûts, un scénario d'exigences élevées pourrait conduire, selon la décomposition des renforcements correspondants et de leur coût proposée dans cette étude, à un investissement moyen d'environ 4,5 Md€ par réacteur.

Quelques dispositifs lourds essentiels pour satisfaire ces exigences, tels que la « bunkerisation » de certains éléments vitaux et la construction d'une enceinte de protection des piscines de combustible, représentent plus de la moitié de cette estimation. Un scénario médian, renonçant à ces dispositifs tout en maintenant certaines exigences, coûterait néanmoins environ 2 Md€ par réacteur.

Seul un scénario de sûreté dégradée, où les renforcements consentis ne compensent pas les faiblesses connues des réacteurs vieillissants, conduit à une estimation d'environ 0,8 Md€ par réacteur.

Exigences de sûreté

Ces scénarios s'appuient sur une analyse détaillée des caractéristiques, du fonctionnement et des principes de sûreté des réacteurs, des enjeux de sûreté liés au vieillissement et des enseignements de Fukushima, ainsi que des prescriptions imposées à ce titre à EDF par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Les réacteurs ont été conçus pour une durée de vie technique ne dépassant pas 40 ans. Le vieillissement de leurs équipements peut être combattu, et ses effets retardés, mais il dégrade inéluctablement les performances d'éléments lourds non remplaçables tels que la cuve du réacteur et son enceinte de confinement, tout en augmentant le risque de défaillance des équipements diffus.

Par ailleurs, le parc nucléaire a été conçu entièrement et déployé pour l'essentiel avant les accidents nucléaires de Three Mile Island (1979) et Tchernobyl (1986). La catastrophe de Fukushima a définitivement mis en évidence les défaillances profondes de la doctrine de « défense en profondeur » de ces réacteurs vis-à-vis du risque d'accident majeur.

La prolongation de leur exploitation suppose l'application des exigences de sûreté beaucoup plus strictes qui s'imposent progressivement après Fukushima à des réacteurs non conçus pour ce genre de scénarios, et dont la vulnérabilité augmente en raison des dégradations liées au vieillissement. Il n'est pas certain que les solutions techniques existent pour concilier durablement ces contraires.

Beaucoup de prescriptions imposées par l'ASN dans le cadre des réexamens de sûreté à 30 ans ou des évaluations complémentaires de sûreté restent suspendues à des études ou qualifications supplémentaires. Des sujets majeurs tels que l'élargissement des scénarios d'accident, ou encore la prise en compte du vieillissement dans ces scénarios les plus sévères, restent en suspens.

Il n'est plus envisageable de poursuivre le processus d'amélioration continue du référentiel de sûreté qui a prévalu jusqu'ici. La France doit définir un référentiel nouveau et spécifique, adapté aux enjeux de l'exploitation éventuelle de ses réacteurs nucléaires au delà de leur dimensionnement initial pour 40 ans dans le contexte de l'après Fukushima.

Processus de décision

Le risque de fait accompli en faveur de prolongations et le lien étroit entre leur rentabilité, leur faisabilité, et leur niveau de sûreté exigent la mise en place au plus vite d'un cadre de décision qui n'existe pas aujourd'hui. Ce processus devra répondre aux besoins de visibilité industrielle d'EDF, aux principes fondamentaux d'accès à l'information et de réelle participation du public aux décisions, et au respect des orientations fixées dans le cadre de la politique énergétique.

Des nouveaux mécanismes doivent définir, dans le cadre d'un dispositif global de planification énergétique conforme aux engagements, les conditions dans lesquelles des décisions individuelles de fermeture pourront s'imposer aux différents réacteurs avant 40 ans, et celles dans lesquelles leur prolongation pourrait être envisagée au delà.

Le changement de référentiel et les renforcements associés à une éventuelle prolongation constituent des modifications telles qu'elle est assimilable, du point de vue réglementaire, à la création d'une nouvelle Installation nucléaire de base (INB). Celle-ci donne notamment lieu à une procédure d'enquête publique, et au delà de 300 M€, à une saisine de droit de la Commission nationale du débat public (CNDP). Un débat public par réacteur concerné, ou en amont autour d'orientations génériques sur la prolongation de durée de vie, doit donc être également envisagé.

Facteur temps

Le facteur temps constitue, compte tenu du calendrier très tendu, un enjeu essentiel. Le phasage entre les décisions et les éventuels travaux doit éviter à la fois le risque de prolongations « forcées » par des investissements anticipés et celui d'investissements perdus par des refus tardifs.

Il faut, conformément à l'engagement de l'ASN, anticiper l'ensemble des actions pour s'assurer qu'aucun réacteur ne fonctionne au-delà de 40 ans sans avoir fait l'objet d'une autorisation de prolongation et subi les travaux de renforcement nécessaires à cette éventuelle autorisation.

C'est un défi majeur, au regard des incertitudes à lever, de la prévision de charge engendrée par ce programme, et de la dérive d'ores et déjà observée. Sur 27 réacteurs dépassant 30 ans de fonctionnement depuis leur démarrage, seuls cinq ont obtenu une autorisation de poursuite d'exploitation, en moyenne après plus de 34 ans, tandis qu'onze n'ont pas commencé leur réexamen.

Avec un bilan de l'état technique et réglementaire du parc vis-à-vis de l'échéance des 40 ans, une analyse critique des enjeux de sûreté attachés aux prolongations de réacteurs au delà, des propositions de scénarios techniques de renforcement correspondants et des premières estimations de coûts associés, ce rapport espère contribuer à la réflexion nécessaire sur les décisions à prendre rapidement.

Sommaire

1. Introduction	5
2. Problématique PLEX	7
2.1. Contexte général	8
a. Stratégie de prolongation de la durée de vie	8
b. Incertitude et manque de retour d'expérience	8
2.2. Cas de la France	11
a. Émergence d'une stratégie PLEX	11
b. Enjeux économiques d'une prolongation	12
c. Incertitude sur les investissements pour la prolongation	13
d. Risque de décisions implicites imposées	14
2.3. Mise en débat	16
3. Parc de réacteurs français	19
3.1. Statut des réacteurs exploités par EDF	20
a. Paliers de construction du parc nucléaire français	20
b. Principaux jalons de la vie des réacteurs	22
c. Situation réglementaire des réacteurs en exploitation	24
3.2. Caractéristiques des réacteurs d'EDF	25
a. Principe de fonctionnement commun des réacteurs	25
b. Principaux composants des réacteurs	28
c. Principales fonctions de sûreté	32
d. Principaux accidents graves considérés	36
• Scénarios pouvant mener à la fusion du cœur	36
• Conséquences redoutées en cas de fusion du cœur	39
• Scénarios de fusion du combustible en piscine	41
4. Enjeux de sûreté	43
4.1. Enjeux du vieillissement	44
a. Problématique du vieillissement	44
b. Phénomènes spécifiques de vieillissement des matériaux	46
c. Gestion du vieillissement	49
4.2. Enjeux de la réévaluation post-Fukushima	53
a. Problématique post-Fukushima	53
b. Augmentation de la robustesse des centrales	56
c. Insuffisances des évaluations complémentaires de sûreté	58
• Limites méthodologiques	58
• Compléments nécessaires	59
5. Renforcements engagés	63
5.1. Référentiel de sûreté	64
5.2. Exigences de renforcement applicables	68
a. Réexamens de sûreté	68
• Démarche des réexamens de sûreté	68
• Réexamen de sûreté VD3 des réacteurs 900 MW	71
• Réexamen de sûreté VD3 des réacteurs 1.300 MW	74
b. Exigences introduites après Fukushima	76
• Prescriptions de janvier 2012	77

• Prescriptions de juin 2012.....	79
• Prescriptions de janvier 2014 sur les « noyaux durs »	82
5.3. Prescriptions de renforcement appliquées	85
a. Renforcements applicables tirés des ECS	85
b. Renforcements issus des troisièmes visites décennales.....	87
• Cas de Tricastin	88
• Cas de Fessenheim.....	89
• Cas du Bugey	91
c. Insuffisances et perspectives.....	91
6. Scénarios de renforcement.....	93
6.1. Enjeux des scénarios.....	94
a. Niveaux d'exigence	94
• Évolution des marges et des exigences	95
• Questions ouvertes sur les exigences de sûreté.....	97
• Position provisoire de l'ASN.....	100
b. Enjeux de procédure	105
• Information et participation.....	105
• Débat public	108
• Articulation des décisions entre énergie et sûreté.....	109
c. Enjeux de calendrier	111
• Calendrier de décision	111
• Calendrier de mise en œuvre	114
6.2. Palette de scénarios.....	119
a. Limites et objectifs des scénarios	119
b. Typologie de trois scénarios	121
• S1 - Scénario de « sûreté dégradée »	122
• S2 - Scénario de « sûreté préservée »	122
• S3 - Scénario de « sûreté renforcée »	123
7. Analyse des scénarios	125
7.1. Caractérisation des scénarios	126
a. Protection contre les agressions.....	127
b. Robustesse diffuse	129
c. Prévention et gestion des accidents en réacteur.....	130
• Tenue des équipements.....	130
• Instrumentation et mitigation	131
• Confinement.....	133
d. Prévention et gestion des accidents en piscine	135
• Prévention.....	135
• Instrumentation et mitigation	136
e. Moyens ultimes de contrôle et de secours	137
• Moyens ultimes de refroidissement et d'alimentation en électricité.....	137
• Moyens de contrôle et de gestion de crise.....	138
f. Tableau récapitulatif.....	139
7.2. Comparaison des coûts des scénarios	142
a. Méthode d'estimation des coûts	142
b. Estimations des coûts de renforcement	142
c. Résultats globaux.....	152
8. Conclusions et recommandations.....	155
Annexe.....	163

1. Introduction

La France compte 58 réacteurs nucléaires en exploitation qui représentent aujourd'hui plus de 75 % de sa production d'électricité. Après plusieurs décennies de politique d'expansion de ce parc depuis les premières commandes passées au début des années soixante-dix, l'orientation fixée dans le cadre de la stratégie de transition énergétique est désormais une réduction de la part du nucléaire. Les engagements pris par le Gouvernement portent d'une part sur la fermeture avant fin 2016 des deux réacteurs de la centrale la plus ancienne, Fessenheim, et d'autre part sur la baisse à 50 % de la part du nucléaire en 2025. Ces deux points de passage ne tranchent cependant pas la question du devenir des 56 autres unités, auxquelles pourrait s'ajouter, si les travaux s'achèvent et que sa mise en service est autorisée, le réacteur EPR actuellement en construction sur le site de Flamanville.

La poursuite d'exploitation et la fermeture éventuelle de ces réacteurs dépendront en fait essentiellement de trois facteurs, liés mais indépendants :

- la trajectoire énergétique : le dimensionnement de la capacité nucléaire nécessaire pour assurer la production à différents horizons de temps doit s'ajuster aux évolutions prévues sur la consommation d'électricité, sur le développement des énergies renouvelables et sur le recours aux centrales thermiques et/ou aux importations d'électricité ;
- les enjeux de sûreté : alors que l'exploitation des réacteurs suppose leur conformité aux exigences de sûreté, l'évolution de ces exigences et de l'état des réacteurs vieillissants pour y répondre peut conduire à des écarts susceptibles d'entraîner leur arrêt ;
- les coûts de production : l'évolution des coûts comptables de production des réacteurs nucléaires, qui tient compte de l'amortissement des charges passées, des coûts courants d'investissement, de maintenance, de combustible, et de fonctionnement, et des provisions pour charges futures, déterminera le seuil de rentabilité de leur exploitation, en fonction de l'évolution des prix du marché.

Dans cette équation aux multiples paramètres, l'une des principales inconnues concerne le degré de faisabilité technique et économique d'une poursuite conforme aux exigences de sûreté de l'exploitation des réacteurs au delà de leur autorisation actuelle. Indépendamment de la perspective que les différents acteurs tracent sur l'avenir à plus long terme du nucléaire, il semble important de poser le plus clairement possible les termes des futures décisions à prendre à l'intersection de la sûreté et des coûts.

Cette réflexion est d'autant plus importante que les caractéristiques du parc de réacteurs nucléaires français donnent aux décisions à prendre en la matière un caractère à la fois massif et relativement pressant, pour deux raisons :

- d'une part, le parc nucléaire, dont une majeure partie a été construite sur une période d'une dizaine d'années environ, approche de la limite que l'on considère ordinairement comme celle de son dimensionnement initial, soit 40 ans. Hors Fessenheim, plus de 70 % des réacteurs existants pourraient atteindre cette durée d'exploitation entre 2017 et 2027. Les conditions dans lesquelles les réacteurs pourraient aller au-delà de cette limite doivent donc, compte tenu des délais de mise en œuvre d'éventuels renforcements, être décidées prochainement ;
- d'autre part, cette préoccupation se croise avec une démarche nécessaire d'intégration, dans les meilleurs délais, de prescriptions issues du premier retour d'expérience de la catastrophe survenue sur la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, au Japon, en mars 2011.

La présente étude s'attache donc, sans préjuger des implications de ces réflexions dans les choix de politique énergétique, à identifier les principaux enjeux liés à la mise en œuvre du renforcement envisagé pour une éventuelle prolongation de la durée de vie des réacteurs au delà de l'échéance des 40 ans, dans ce double cadre du vieillissement des réacteurs et de l'intégration des leçons tirées de Fukushima.

La démarche proposée pour y parvenir consiste, après avoir rappelé les enjeux de la stratégie industrielle de prolongation de la durée de vie, à analyser la situation technique et réglementaire du parc de réacteurs français face à cette perspective, avant de proposer et d'explorer différents scénarios de renforcement attachés à une prolongation pour illustrer les incertitudes et les difficultés liées à un tel programme. Ainsi, l'étude s'organise autour des parties suivantes :

- un rappel de la **problématique PLEX** (pour *plant lifetime extension*) explique rapidement comment cette stratégie d'extension de la durée de vie des réacteurs a émergé au niveau international et comment elle est aujourd'hui privilégiée par un grand nombre d'exploitants nucléaires, malgré l'absence de retour d'expérience sur l'exploitation de réacteurs au-delà de 40 ou 45 ans. L'émergence à partir de 2008 de cette stratégie PLEX pour le parc nucléaire français est analysée plus en détail, en examinant les enjeux économiques d'une telle prolongation tels qu'ils sont posés par EDF, l'incertitude qui pèse sur les investissements correspondants, et le risque de décisions implicites imposées. L'objet de l'étude, en regard de cette situation, est alors précisé ;
- les caractéristiques du **parc de réacteurs français** sont ensuite rappelées, dans la perspective d'analyser ensuite les conditions de la prolongation éventuelle de leur durée de vie. Dans un premier temps, le statut des réacteurs exploités par EDF est examiné, en rappelant la structuration par paliers du parc, les principaux jalons techniques et réglementaires de la vie des réacteurs, leur pyramide des âges et leur situation réglementaire vis-à-vis de l'échéance des 40 ans. Dans un second temps, une description générale des principales caractéristiques techniques des réacteurs fournit les bases nécessaires à la discussion qui suit sur les conditions de sûreté d'une éventuelle prolongation ;
- on examine ensuite, en effet, les **enjeux de sûreté** attachés à la poursuite de l'exploitation de ces réacteurs, tels qu'ils se posent dès aujourd'hui et dans la perspective d'une éventuelle prolongation de durée de vie. Il s'agit d'une part de préciser la problématique du vieillissement des réacteurs et de rappeler les principaux phénomènes de vieillissement qui les frappent et les moyens de gérer leurs effets, et d'autre part de décrire les enjeux de la réévaluation de la sûreté des réacteurs tels qu'ils ressortent du processus engagé après la catastrophe nucléaire survenue en mars 2011 à Fukushima ;
- un examen des **renforcements engagés**, tels qu'ils ressortent des différents travaux menés par EDF et des prescriptions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), est alors proposé. Après un rappel concernant le référentiel de sûreté et son évolution, les principales exigences de renforcement des réacteurs sont discutées, en distinguant celles qui sont produites dans le cadre des réexamens de sûreté décennaux, et celles qui sont introduites dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à Fukushima. Pour finir, ces processus étant loin d'être achevés, les points qui restent ouverts en matière d'analyse et de besoins de renforcement sont soulignés ;
- pour aller plus loin, une réflexion sur les **scénarios de renforcement** envisageables peut à ce stade s'engager. L'objectif est ici de se projeter sur les différentes conditions dans lesquelles une éventuelle prolongation de la durée de vie du parc pourrait être mise en œuvre, discutées sous trois angles : celui des exigences de sûreté applicables, en rappelant les enjeux et les positions de l'ASN, celui des conditions réglementaires et des procédures de décision applicables, du point de vue de la participation du public comme de l'articulation des décisions avec la politique énergétique, et celui du calendrier de décision et de mise en œuvre. Sur cette base, une palette de trois scénarios contrastés de sûreté dégradée, préservée ou renforcée est proposée ;
- enfin, l'**analyse des scénarios** ainsi esquissés permet de mettre en évidence les enjeux techniques et économiques. Ces scénarios sont d'abord déclinés en termes d'opérations de renforcement, en les différenciant, sans prétendre à l'exhaustivité, sur environ 35 postes sur lesquels des enjeux importants de sûreté ont été identifiés. Pour finir, une approche globale d'estimation des coûts associés permet, malgré les très fortes incertitudes, de proposer des fourchettes globales de coût par réacteur correspondants aux différents scénarios, et d'identifier les écarts majeurs ;
- les **conclusions et recommandations** tirées de cette analyse visent principalement à souligner, au vu de ces enjeux, la nécessité d'une action forte et urgente pour éviter le fait accompli et retrouver une gestion maîtrisée de l'échéance des 40 ans du parc nucléaire français.

2. Problématique PLEX

La question d'une extension de la durée de vie des réacteurs existants n'est pas propre à la France. Elle constitue au contraire, compte tenu de l'âge moyen du parc nucléaire mondial et des difficultés rencontrées par les opérateurs pour mettre en œuvre son renouvellement par de nouveaux réacteurs, une stratégie active désignée par l'industrie nucléaire sous le terme de PLEX (pour *plant lifetime extension*).

Cette stratégie est fondée sur la rationalité économique qui consiste à dépenser moins pour maintenir en exploitation un réacteur existant que pour investir en lieu et place dans un nouveau moyen de production. Elle repose pourtant sur un pari technique extrêmement incertain, qui consiste à penser que les réacteurs peuvent fonctionner de nombreuses années au delà de ce qui a été prévu à leur conception dans des conditions de sûreté satisfaisant aux exigences actuelles.

Ce pari ne s'appuie sur aucun retour d'expérience. Alors que l'on considère que les réacteurs ont généralement été conçus pour une durée de vie variant selon les modèles et les pays de 30 à 40 ans, les exploitants affichent des objectifs d'extension jusqu'à 50 ou 60 ans, et évoquent même pour certains une prolongation jusqu'à 80 ans. Pourtant, seule une faible minorité de réacteurs du parc nucléaire mondial a dépassé 40 ans, et aucun n'a jamais fonctionné jusqu'à 50 ans.

L'industrie nucléaire s'appuie beaucoup sur l'évolution observée aux États-Unis, où trois quarts des réacteurs en exploitation ont obtenu au cours des dernières années une autorisation de prolongation de durée de vie de 40 ans à 60 ans. Cette expérience est notamment régulièrement évoquée par EDF pour justifier sa propre stratégie PLEX, introduite pour la première fois en 2008 alors que les premiers réacteurs de son propre parc entraient dans leur quatrième décennie.

Les situations ne sont toutefois pas directement comparables, et leur différence souligne la nécessité de bien qualifier ce que l'on considère relever d'une « extension » de durée de vie, et la limite au-delà de laquelle cette extension se pose donc. Ainsi, aux États-Unis, les délais d'autorisation ne sont pas calculés à partir du même point de départ que celui utilisé en France. De même, l'autorisation jusqu'à 60 ans n'a pas été obtenue sur la base d'une démonstration de la sûreté jusqu'à cette échéance, mais de l'absence de problème majeur justifiant un arrêt à l'échéance initialement prévue de 40 ans. En France, au contraire, l'Autorité de sûreté ne délivre d'autorisation que de dix ans en dix ans, sur la base à chaque fois d'une démonstration de sûreté couvrant les dix années à suivre.

La problématique d'extension de durée de vie concerne donc bien en France la nécessité de démontrer, à l'échéance des 40 ans réglementaires, la sûreté du fonctionnement des réacteurs pour dix années supplémentaires, qu'EDF souhaiterait étendre à vingt. Cette démonstration engagera, sous réserve de faisabilité, d'importants renforcements pour se conformer à des exigences qui restent à préciser. Malgré cette incertitude, EDF s'engage industriellement dans un programme d'investissements dont on discute ici les implications avant d'introduire la proposition de mise en débat qui constitue le cœur de la présente étude.

Il convient de préciser à ce stade que si l'étude s'inscrit bien dans l'analyse des conditions d'une éventuelle extension au-delà des 40 ans réglementaires, elle n'en reconnaît pas pour autant la pertinence technique. En effet, ces 40 ans sont basés sur un calcul calendaire à partir de la mise en service industrielle (MSI) et des réexamens décennaux, qui constituent des repères réglementaires mais pas techniques : vis-à-vis du vieillissement, les repères pertinents sont plutôt la date dite du premier béton, qui marque le début de la construction, et celle de la première divergence du cœur, qui marque le début de l'irradiation. On se référera dans la suite généralement à cette dernière, ou plus exactement à celle du couplage du réacteur au réseau électrique, qui la suit de quelques semaines, pour qualifier l'âge technique des réacteurs.

2.1. Contexte général

La problématique de l'extension de la durée de vie des réacteurs, ou PLEX, n'est pas propre au contexte français. Au contraire, les exploitants nucléaires développent un peu partout dans le monde des stratégies dans ce sens, visant à porter le fonctionnement de leurs réacteurs à 50 ans, et même en général à 60 ans, voire encore au-delà.

a. Stratégie de prolongation de la durée de vie

D'une manière générale, la pression croissante des producteurs nucléaires en faveur de stratégies PLEX résulte de plusieurs facteurs :

- la faible matérialisation de la supposée « renaissance » du nucléaire, qui se traduit hormis peut-être en Asie par un nombre clairement insuffisant de nouvelles constructions de réacteurs pour renouveler le parc, et renforce dès lors l'incitation à investir dans la prolongation du parc existant pour maintenir la capacité installée ;
- le vieillissement global du parc de réacteurs, qui les rapproche de l'échéance de décisions sur la prolongation ou non de leur durée de vie. Le parc mondial a en fait franchi en 2013 le point de bascule symbolique où plus de la moitié des réacteurs en exploitation ont dépassé le cap des 30 ans de fonctionnement¹ ;
- l'incitation économique à investir dans la poursuite d'exploitation d'actifs qui sont déjà largement, voire intégralement amortis. Même si ce calcul dépend à la fois des montants à investir pour prolonger la durée de vie et des conditions du marché, cet investissement se présente a priori comme l'une des options les plus rentables à la disposition des exploitants, par rapport aux investissements dans différents nouveaux moyens de production. Certains vont jusqu'à voir dans la poursuite de l'exploitation de réacteurs amortis une rente dont ils appellent à ne pas se priver.

Cette stratégie se heurte toutefois à d'importantes réserves. Une partie d'entre elles tournent autour de la stratégie de transition énergétique. À l'argument selon lequel cette prolongation générerait une rente précieuse pour financer l'évolution du système énergétique, et notamment le développement des énergies renouvelables, d'autres acteurs opposent l'idée que cet effet d'opportunité crée au contraire, en termes de bilan énergétique et de rentabilité, un frein voire un effet d'éviction vis-à-vis du développement d'alternatives. Cette discussion, bien qu'elle soit importante, n'est pas abordée dans le cadre de la présente étude.

b. Incertitude et manque de retour d'expérience

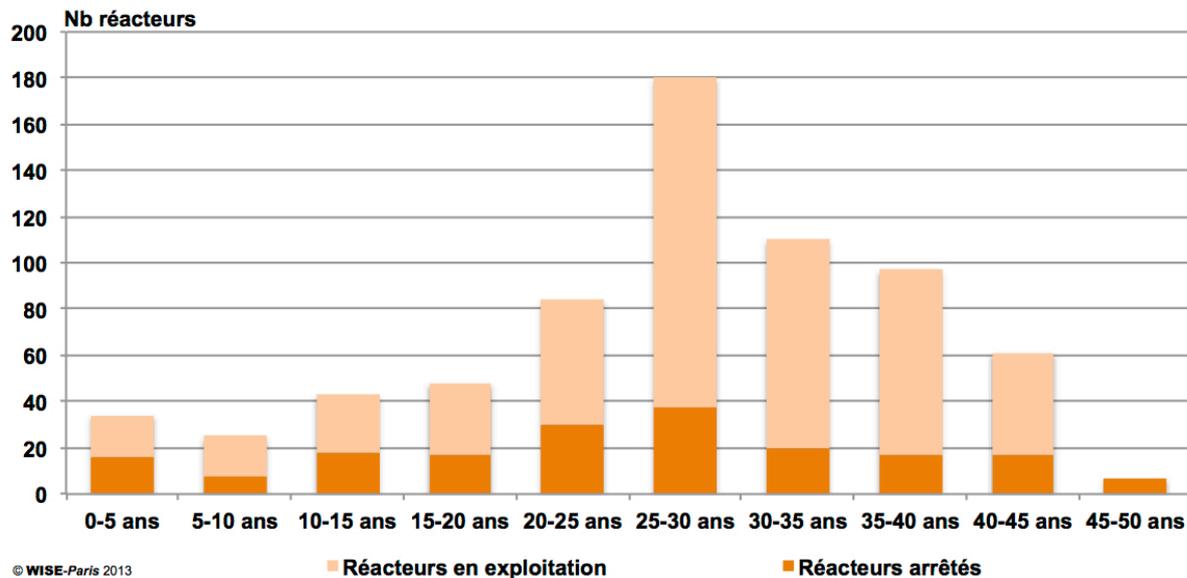
Les principales réserves portent toutefois sur l'incertitude technique qui entoure la nature des renforcements à envisager, et surtout le comportement des réacteurs dans les durées d'exploitation envisagées. Comme le montre l'analyse de la répartition par âge des réacteurs existants, qu'il s'agisse d'ailleurs des réacteurs en fonctionnement ou déjà arrêtés, cette zone reste en effet largement inconnue.

La moyenne d'âge du parc en exploitation atteignait 28 ans à la mi-2013, pour 427 réacteurs. Les 153 réacteurs qui avaient déjà fait l'objet d'une fermeture définitive à cette date n'étaient globalement pas plus vieux. Ils l'étaient au contraire moins, avec une durée moyenne de fonctionnement de 24 ans seulement. Au total, 10 % environ des réacteurs en service ont atteint et dépassé une durée de vie de 40 ans, mais aucun n'a encore fonctionné plus de 45 ans. Seuls trois réacteurs sur 580, tous fermés aujourd'hui, ont dépassé ce seuil, sans qu'aucun n'atteigne toutefois 50 ans.

1. Sur la base d'une durée d'exploitation calculée à partir de la date de couplage des réacteurs, pour 427 réacteurs en fonctionnement au 1^{er} juillet 2013, d'après des données détaillées fournies par Julie Hazemann, directrice d'EnerWebWatch.

Figure 1 Répartition par âge du parc de réacteurs nucléaires dans le monde

Âge des réacteurs en fonctionnement en date du 1^{er} juillet 2013 et des réacteurs définitivement arrêtés avant cette date au moment de leur arrêt, calculé par rapport à leur date de couplage au réseau électrique



Source : d'après Mycle Schneider Consulting / EnerWebWatch, basé sur IAEA-PRIS, 2013

La faiblesse de ce retour d'expérience est bien sûr d'autant plus grande que les réacteurs susceptibles d'avoir atteint les âges les plus élevés sont par définition les réacteurs les plus anciens du parc mondial, qui appartiennent à des filières différentes, ou constituent des modèles de réacteurs différents de ceux qui sont les premiers concernés aujourd'hui par l'extension de durée de vie. Ainsi, pour les seules unités de la filière des réacteurs à eau pressurisée (REP), qui est notamment celle du parc nucléaire français en fonctionnement, la moyenne atteinte est sensiblement la même que celle du parc mondial, autour de 28 années, mais dans une fourchette qui est globalement un peu plus ramassée.

Dans ces conditions, les perspectives d'extension soulèvent naturellement de nombreuses questions du point de vue de la sûreté. La préoccupation sur le niveau de risque généré par le vieillissement des réacteurs est sérieuse, et renforcée par la réévaluation en profondeur de la sûreté après la catastrophe de Fukushima. La faisabilité technique de la maîtrise des exigences de sûreté dans ce contexte ne saurait être acquise sans une analyse approfondie conduisant à une démonstration solide.

Deux tiers environ des réacteurs définitivement arrêtés à ce jour l'ont été pour des raisons de rentabilité économique, pour la plupart assez tôt ou au plus après une durée de fonctionnement proche des 30 ans initialement envisagés². Il est difficile de distinguer la part dans cette perte de rentabilité d'enjeux liés au vieillissement ou au renforcement des exigences de sûreté.

Ce facteur est plus marquant dans les décisions d'arrêt de quatre réacteurs prises au cours de l'année 2013 aux États-Unis, toutes pour des raisons économiques³. Tous appartenaient à la filière REP, et avaient obtenu des autorisations de prolongation de leur fonctionnement de 40 ans initialement autorisé à 60 ans⁴. Ils ont au total fonctionné en moyenne 33,8 ans depuis leur couplage au réseau (29,7 à 39 ans). Le plus ancien voyait croître ses coûts de maintenance lourde, les trois autres faisaient face à d'importants coûts de renforcement pour prolonger leur fonctionnement conformément à leur autorisation. Ces exemples illustrent l'écart qui peut se creuser entre l'intérêt économique supposé d'une prolongation et sa rentabilité concrète.

2. Ainsi, en juin 2011, la World Nuclear Association, qui regroupe au niveau mondial les opérateurs nucléaires, comptabilisait 133 unités définitivement arrêtées, dont 97 pour des raisons de rentabilité économique.

3. Le réacteur de Kewaunee (566 MW, démarré en 1974), le réacteur de Crystal River-3 (860 MW, 1977), et les deux réacteurs de San Onofre-2 et 3 (1070 MW et 1080 MW, 1982 et 1983).

4. Ces autorisations constituent des durées de fonctionnement maximales (et non un engagement de l'autorité de sûreté à laisser le réacteur fonctionner dans tous les cas), et sont établies à partir du début de la construction.

Plus largement, l'inconnue sur les conditions d'une éventuelle prolongation fait peser un risque important sur les investissements envisagés dans le cadre des stratégies PLEX, dans le sens où il n'est pas acquis que des garanties pourraient être données sur une durée d'extension suffisante pour rentabiliser les investissements. Cette incertitude se double d'une incertitude sur les exigences de renforcement, qui conduit à son tour à une incertitude sur les coûts liée au périmètre des travaux à réaliser. Celle-ci est elle-même renforcée par l'incertitude qui pèse classiquement sur les coûts de réalisation de ce type de travaux.

Or ce point est essentiel, dans la mesure où le coût prévisionnel des investissements constitue, avec la prévision sur les conditions du marché de l'électricité, les deux principaux facteurs qui déterminent l'engagement des actions de prolongation de la durée de vie par les opérateurs. Compte tenu des enjeux de renforcement et de leurs implications en termes de coûts, il est crucial que ceux-ci puissent être correctement estimés – ce qui implique de s'accorder d'abord sur les exigences de sûreté visées et sur les moyens de les atteindre – afin de prendre les décisions industrielles sur une base éclairée, au lieu de risquer que des décisions industrielles mal fondées prennent en otage la sûreté.

2.2. Cas de la France

La mise en œuvre éventuelle d'une stratégie PLEX sur le parc nucléaire français a pris une importance croissante au cours des cinq dernières années, au point de constituer aujourd'hui un sujet central.

a. Émergence d'une stratégie PLEX

L'exploitant unique des 58 réacteurs français, Électricité de France (EDF), a lui-même développé depuis plusieurs années une stratégie PLEX de plus en plus affirmée et ambitieuse. Au début des années 2000, la stratégie d'EDF était pourtant au contraire centrée sur la préparation dans les meilleurs délais du renouvellement du parc.

D'un côté, le retour de l'expérience de la catastrophe de Tchernobyl, en 1986, avait conduit l'autorité de sûreté nucléaire, dès le milieu des années quatre-vingt-dix, à prendre position contre l'autorisation de nouveaux réacteurs du dernier type de réacteur alors en construction, le N4. Un nouveau standard de réacteur se voulant plus sûr, l'EPR, devait alors s'imposer pour le futur renouvellement du parc.

De l'autre, la perspective fixée par EDF pour ce renouvellement était l'échéance des 40 années de fonctionnement des réacteurs. Les besoins de renouvellement devaient alors commencer en 2017 pour s'étendre rapidement. C'est ce calendrier qui a conduit l'électricien, dans le but de maintenir ses compétences et d'acquérir de l'expérience sur le réacteur EPR avant cette échéance, à anticiper sur ces besoins de renouvellement en construisant la tête de série de ce nouveau modèle à Flamanville. La construction, engagée en 2007, devait alors s'achever selon le planning prévu en 2012, pour bénéficier de 5 années de retour d'expérience en exploitation avant le déploiement massif de l'EPR à partir de 2017.

C'est très peu après ce lancement qu'une nouvelle orientation a été dévoilée, lors d'une rencontre organisée à Londres avec les investisseurs en décembre 2008⁵. EDF annonçait alors son intention d'exploiter le parc pour 10 à 20 ans supplémentaires, présentant pour la première fois cette perspective comme « *un enjeu majeur* ». L'intérêt de cette stratégie était posé de manière évidente : en prolongeant le fonctionnement d'un moyen de production existant, l'investissement dans cette prolongation diffère un investissement plus lourd dans un nouveau moyen de production équivalent, tout en générant un important flux de recettes issues de la poursuite d'exploitation – EDF évoquait alors « *un impact positif majeur sur les cash flows incrémentaux futurs* ».

Les chiffres exposés à l'époque par EDF étaient les suivants :

- la prolongation jusqu'à 50 voire 60 ans d'exploitation représenterait un investissement d'environ 400 M€₂₀₀₈ (millions d'euros, valeur 2008) par réacteur de 900 MW ;
- cet investissement permettrait un décalage de 20 ans de l'investissement correspondant à la moitié d'une nouvelle tranche nucléaire mise en service, évaluée à l'époque à 1 800 M€₂₀₀₈ environ, sur la base d'un coût d'investissement de 3,6 Md€₂₀₀₈ (milliards d'euros, valeur 2008) pour un EPR de 1 600 MW faisant alors référence⁶ ;
- l'opération représenterait donc une création nette de valeur supérieure à 1 200 M€₂₀₀₈ par tranche.

Le coût d'investissement de 400 €/kW intégrait selon EDF d'une part les investissements de « maintenance patrimoniale » (inclus les remplacements de gros composants) et d'autre part les programmes d'amélioration de la sûreté – tous deux étalés sur plusieurs années. EDF s'appuyait pour son estimation sur un « *benchmark international* » de l'ordre de 500 \$/kW pour le passage de 40 à 60 ans.

5. EDF, *Investors' Day*, Londres, 4 décembre 2008.

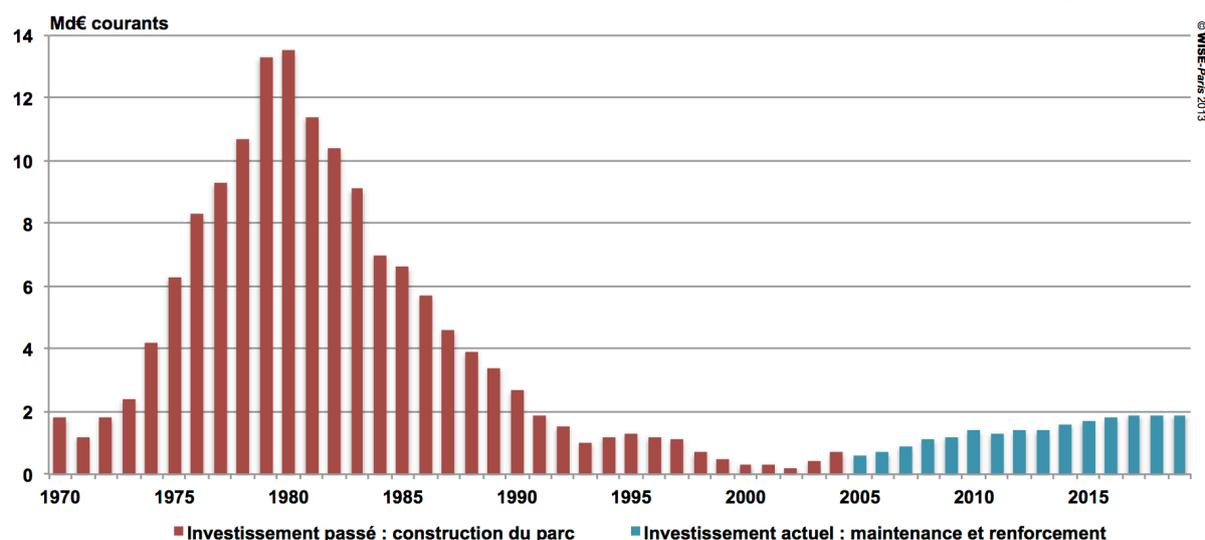
6. Au cours de la même présentation, en décembre 2008, EDF venait en fait d'annoncer le relèvement du coût d'investissement du projet de réacteur EPR en construction à Flamanville de 3,3 Md€₂₀₀₅ initialement prévus (soit 3,6 Md€₂₀₀₈) à 4 Md€₂₀₀₈. Pour mémoire, l'évaluation la plus récente présentée par EDF, mi-2013, s'élève à 8,5 Md€.

b. Enjeux économiques d'une prolongation

L'objectif premier d'une telle stratégie est clairement de repousser le pic d'investissement lié à un éventuel remplacement du parc de réacteurs nucléaires. Le graphique suivant compare les investissements projetés par EDF en 2008 pour les années 2009 à 2019 avec les investissements réalisés depuis les premières mises en chantier du parc actuel au début des années soixante-dix, en distinguant les investissements dans la construction, courants jusqu'en 2004, et les investissements dans la maintenance patrimoniale et le renforcement du parc, à partir de 2005⁷.

Figure 2 Investissement passé et projeté d'EDF dans le parc nucléaire en 2008

Investissements constatés dans la construction du parc de 1970 à 2008 et projections d'EDF sur les investissements de maintenance (hors construction de l'EPR) de 2009 à 2019, en date de décembre 2008



Source : EDF, 2008

Ainsi, les investissements associés à la préparation de l'allongement de la durée de vie du parc doivent être comparés à des investissements de l'ordre de 150 Md€ courants pour la construction de l'ensemble du parc (environ 70 Md€₂₀₀₈), avec un pic à plus de 13 Md€ par an vers 1980, qui se reproduirait donc vers 2020 dans l'hypothèse d'un remplacement réacteur par réacteur à 40 ans.

Parallèlement à l'économie réalisée sur les investissements différés, l'exploitation prolongée des réacteurs génère en elle-même un cash-flow très important, qu'un rapport parlementaire avait dès 1999 évalué à 15 à 23 Md€ par an, soit 100 à 150 Md€ au total pour la poursuite de 30 à 40 ans de l'exploitation du parc⁸. Enfin, ces bénéfices attendus en termes d'investissements et d'exploitation peuvent avoir un impact favorable sur le plan financier.

Ainsi par exemple :

- la prolongation de durée de vie peut entraîner une augmentation significative de la valorisation des actifs que représentent les réacteurs. En 2003, un rapport parlementaire évaluait cet impact à environ 7 Md€ pour un passage de 30 à 40 ans, et 15 Md€ pour un passage de 30 à 50 ans⁹ ;

7. Ce graphique ne comporte pas les investissements associés à la construction du réacteur EPR en France. Ceux-ci étaient inclus aux données prévisionnelles présentées par EDF mais fusionnés avec des investissements plus importants de construction de nouveaux réacteurs en France et à l'étranger, sans qu'il soit possible de les séparer.

8. Bataille, C. et Galley, R., *L'aval du cycle nucléaire, tome II : les coûts de production de l'électricité*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 1359, Sénat n° 195, Paris, février 1999.

9. Bataille, C. et Birraux, C., *La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs*, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, Assemblée nationale n° 832, Sénat n° 290, Paris, mai 2003.

- d'un point de vue comptable, l'allongement de la durée d'exploitation permet d'envisager à la fois un réétalement de l'amortissement des réacteurs et du mécanisme de constitution de provisions pour les charges à long terme¹⁰.

Toutefois, un tel investissement ne peut être engagé par l'exploitant sans visibilité, c'est-à-dire sans changer la règle du jeu des autorisations décennales pour obtenir des garanties sur l'autorisation de fonctionner au-delà de 40 ans. Comme EDF l'écrivait alors : « *il est important de souligner que, au moment où en 2009 les troisièmes visites décennales du palier des centrales nucléaires 900 MWe débutent, le programme industriel qui sera déployé entre 2015 et 2035 prévoit d'aller bien au-delà des programmes décennaux actuels et nécessite de ce fait de disposer d'une visibilité allant au-delà de dix ans* »¹¹. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), par la voix de son Président, a rapidement mis en garde contre ce raisonnement : « *Même si EDF parle d'exploitation jusqu'à 60 ans, elle ne nous a pas transmis de dossier technique à ce sujet. Nous regrettons qu'elle ait mentionné cette durée dans une analyse financière. Il ne faut pas que la gestion d'EDF soit basée sur des paris concernant la durée d'exploitation.* »¹²

C. Incertitude sur les investissements pour la prolongation

L'évaluation d'EDF a par la suite été revue à la hausse, son PDG évoquant en 2010 un montant de 600 M€ par réacteur¹³ (soit un coût total de 35 Md€ courants en extrapolant à l'ensemble du parc, contre 23 Md€ dans l'estimation précédente). Ceci ne remet pas en soi le raisonnement d'EDF en cause, compte tenu de l'augmentation du coût de nouveaux réacteurs.

EDF a par la suite réévalué ce programme, pour parvenir en janvier 2011 à un ordre de grandeur rapporté par la Cour des Comptes de 50 Md€₂₀₁₀ (soit 58 Md€ courants non actualisés) de dépenses d'investissement dans les 15 ans à venir¹⁴. Cette dépense moyenne de 3,3 Md€₂₀₁₀ par an inclut, selon les indications fournies par la Cour, plusieurs dizaines de milliards plus spécifiquement consacrés au renforcement de la sûreté des réacteurs.

La part consacrée à la stratégie PLEX n'est toutefois pas clairement identifiable. Comme l'a souligné la Cour, « *ce programme d'investissements a été préparé en se fixant comme objectif d'atteindre une durée de fonctionnement de 60 ans. Cependant, EDF n'est pas en mesure d'indiquer la part des dépenses prévues qui permettrait spécifiquement d'obtenir un allongement de la durée d'exploitation de 40 à 50 ans ou de 40 à 60 ans.* » En particulier, une partie importante des dépenses apparaît nécessaire à la poursuite sûre de l'exploitation indépendamment de toute prolongation au-delà des 40 ans.

L'évaluation semble d'autant plus fragile que ce programme a été établi avant la catastrophe de Fukushima, qui introduit des préoccupations nouvelles en matière de renforcement des installations nucléaires. Pourtant, EDF semble considérer, selon la Cour des Comptes, que « *les investissements qui seraient directement consécutifs à la mise en oeuvre des recommandations de l'ASN, à la suite de l'accident de Fukushima, pourraient représenter environ 10 Md€, dont approximativement la moitié était déjà prévue dans le programme initial de 50 Md€ des investissements de maintenance.* ». Cette estimation renchérit donc le programme d'EDF à 55 Md€₂₀₁₀, soit 3,7 Md€₂₀₁₀ par an.

10. Ces charges portent notamment sur la gestion future du combustible usé, des déchets et du démantèlement. En 2003, EDF avait effectué une reprise d'environ 300 M€ sur ces provisions, à l'occasion d'un changement comptable anticipant (avant toute autorisation de l'autorité de sûreté dans ce domaine) l'extension de 30 ans à 40 ans de durée de vie de ses réacteurs.

11. Jean-Marc Miraucourt, Directeur adjoint de la Division Ingénierie Nucléaire d'EDF, dans « L'extension de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires d'EDF au-delà de 40 ans : un programme industriel de grande ampleur », Dossier - La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires, *Contrôle*, n° 184, juin 2009.

12. Déclaration d'André-Claude Lacoste, Président de l'ASN, dans « Nucléaire - Faut-il reculer l'âge de la retraite des centrales ? », *Environnement Magazine*, n° 1681, octobre 2009.

13. Audition d'Henri Proglia, Président directeur général d'EDF, par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, 12 mai 2010.

14. Cette évaluation a fait l'objet d'un courrier d'EDF à sa tutelle. Cour des Comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Paris, janvier 2012.

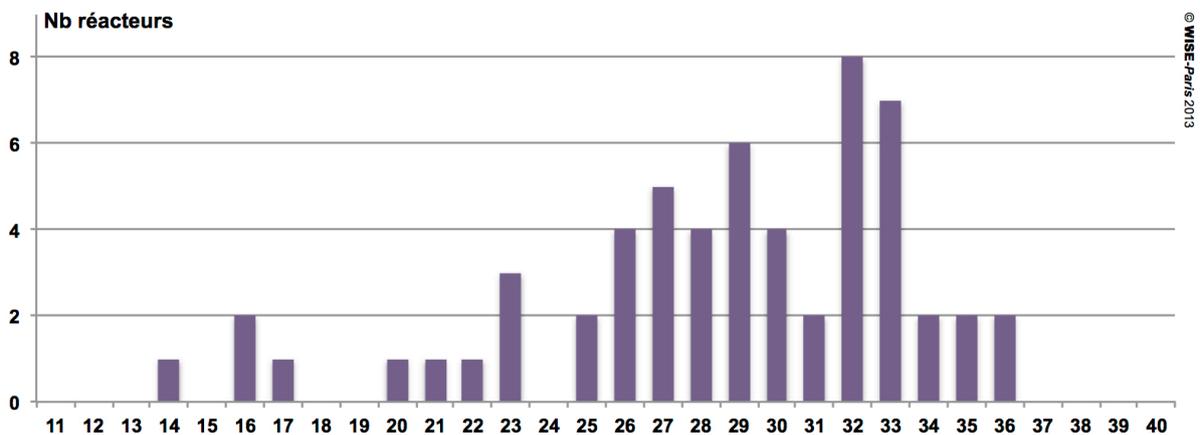
Le Président de l'ASN a rappelé à plusieurs reprises que l'estimation des coûts de modernisation post-Fukushima prévus par EDF jusqu'à 2018, comme des coûts de renforcement pour la prolongation au-delà de 40 ans restent suspendues aux prescriptions de l'ASN¹⁵. Ces estimations reposent sur des hypothèses formulées pour lui-même par l'exploitant sur la nature de ces futures prescriptions, alors même que les dossiers restent en cours d'instruction.

d. Risque de décisions implicites imposées

La pyramide des âges du parc de réacteurs exploités par EDF rend pourtant nécessaire de prendre des décisions dans les prochaines années. Elle est en effet caractérisée par un « effet falaise » dans leur construction, majoritairement concentrée sur une période courte : alors que les 58 réacteurs comptent entre 14 et 36 années de fonctionnement depuis leur couplage au réseau, 42 d'entre eux en comptent entre 27 et 36. Autrement dit, l'âge des réacteurs français s'étale sur une plage de 23 ans, mais 72 % sont concentrés dans la dizaine la plus élevée. Parmi eux, 4 réacteurs vont par exemple atteindre 40 ans de fonctionnement dans les 5 prochaines années (2014-2018), mais 23 l'atteindront dans les 5 années suivantes (2019-2023), et 21 encore dans les 5 suivantes (2024-2028).

Figure 3 Pyramide des âges du parc de réacteurs en exploitation d'EDF

Répartition des 58 unités par nombre d'années depuis le premier couplage au réseau, au 31 décembre 2013



Source : d'après EDF, ASN, 2013

Compte tenu des délais nécessaires à la mise en œuvre de décisions dans ce domaine, ces échéances massives imposent de faire très rapidement des choix. En réalité, le temps nécessaire à la construction de nouveaux réacteurs qui pourraient remplacer les réacteurs atteignant 40 ans d'exploitation est tel qu'il semble déjà trop tard, si la capacité nucléaire installée devait rester constante, pour éviter des prolongations au-delà de 40 ans, que l'ASN n'a pourtant pas validées.

La Cour des Comptes a souligné en janvier 2012 que l'absence de nouveaux projets de réacteurs signifiait, au vu de cette pyramide des âges cache des décisions implicites « *sans que ces orientations stratégiques n'aient fait l'objet d'une décision explicite, connue du grand public, alors qu'elles nécessitent des actions de court terme et des investissements importants. (...) Compte tenu du délai, en matière de politique énergétique, entre la prise de décision et ses effets (...), ne pas prendre de décision revient à faire un choix, celui de faire durer le parc actuel au-delà de 40 ans.* »¹⁶

¹⁵. Voir par exemple l'audition de Pierre-Franck Chevet, Président de l'ASN, par la Commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale, 2 juillet 2013.

¹⁶. Cour des Comptes, *op. cit.*

Les engagements pris par le Président de la République en juin 2012, confirmés à l'issue du Débat national sur la transition énergétique lors de la Conférence environnementale en septembre 2013¹⁷, donnent une orientation claire à la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité d'ici 2025. Mais faute d'une explicitation du niveau global de production d'électricité visé à cet horizon, aucun choix n'est encore réellement formulé sur le devenir des réacteurs atteignant 40 ans, en dehors des fermetures annoncées des deux tranches de Fessenheim.

La durée de fonctionnement des centrales reste toutefois, selon les mots de la Cour des Comptes, « *une variable stratégique qui devrait faire l'objet d'orientations explicites.* » Les échéances approchant, le risque est grand que ces orientations, à défaut d'être effectivement explicitées sur le plan politique, soient données par des choix structurants sur le plan industriel et financier.

Ainsi, en septembre 2013, EDF a présenté pour la première fois en Comité central d'entreprise son plan de « grand carénage ». Ce plan, engagé depuis 2011, concrétise le programme de maintenance lourde prévu par EDF pour renforcer la sûreté et préparer sur chaque réacteur, avant l'échéance de ses 40 années de fonctionnement, sa prolongation à 50 ou 60 ans. Ils font partie de l'enveloppe d'investissements, estimée à 50 Md€ ou 55 Md€, qui s'étale de 2012 à 2025, avec un « pic de charge » entre 2017 et 2022. Or, si ces investissements ne présentent aucune garantie vis-à-vis de la prolongation, leur engagement accentuera la pression sur une poursuite d'exploitation nécessaire à leur rentabilisation.

La tentation est par ailleurs forte d'anticiper financièrement sur l'étalement d'amortissement et les reprises de provision qu'autoriseraient un allongement de la durée de vie comptable des réacteurs. En octobre 2013, un article annonçait l'allongement comptable de la durée de vie des réacteurs d'EDF à 50 ans. Le Gouvernement a alors assuré qu'aucune décision n'était prise dans ce sens, tout en confirmant qu'EDF avait bien formulé cette demande¹⁸. Les choix tarifaires semblent en tous cas anticiper cette décision. Ainsi, alors que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a recommandé en juin 2013 des augmentations du tarif régulé de l'électricité modulées en fonction de différents scénarios¹⁹, la hausse de 5 % décidée au 1^{er} juillet 2013 s'inscrit plutôt dans le scénario d'allongement de la durée de vie à 50 ans²⁰.

17. Président de la République, *Discours d'ouverture de la Conférence environnementale pour la transition écologique*, Palais d'Iéna, 20 septembre 2013. Ce discours annonçait les conclusions tirées par le Président du Débat national sur la transition énergétique qui s'est tenu de novembre 2012 à juillet 2013.

18. Réponse du Ministre de l'écologie, Philippe Martin, à une question d'actualité à l'Assemblée nationale, le 15 octobre 2013, suite à la publication de l'article « L'État va prolonger le nucléaire de dix ans », *Journal du Dimanche*, 13 octobre 2013.

19. Commission de régulation de l'énergie, *Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité*, Paris, 4 juin 2013.

20. C'est en tous cas l'interprétation, démentie par son successeur, qu'en a donnée le 14 octobre 2013 la Ministre de l'écologie en exercice à l'époque de cette décision, Delphine Batho (tout en précisant que l'hypothèse n'était pas nécessairement une prolongation uniforme à 50 ans, mais plutôt une modulation entre des fermetures à 40 ans et des prolongations jusqu'à 60 ans, l'ensemble devant rester compatible avec l'engagement sur la trajectoire énergétique). La CRE recommandait une hausse nécessaire à la couverture des coûts par les tarifs de 9,6 % dans un scénario de 40 ans de fonctionnement du parc, et de 6,8 % dans un scénario d'allongement à 50 ans (la différence venant de l'effet comptable de l'allongement de l'amortissement, sans prise en compte des futurs coûts liés à cette éventuelle prolongation).

2.3. Mise en débat

Entre l'absence d'anticipation industrielle d'un arrêt des réacteurs français à 40 ans et l'anticipation financière d'un bénéfice escompté de leur prolongation au delà de cette durée de vie, le choix implicite d'une stratégie PLEX semble de plus en plus marqué. Mécaniquement, la marge de décision sur la prolongation ou non des réacteurs tend ainsi à se réduire, alors même que les termes techniques et économiques de cette prolongation – et le degré de risque associé – restent empreints d'une très forte incertitude.

Les enjeux et incertitudes se situent essentiellement à trois niveaux :

- sur le plan technique, un éventuel fonctionnement au delà de 40 ans sort du dimensionnement initial des réacteurs, c'est-à-dire de la durée pour laquelle ils ont été conçus à l'origine. De plus, le retour d'expérience en la matière reste très limité. La connaissance des phénomènes en jeu dans le vieillissement des réacteurs, ainsi que de l'état spécifique de chaque réacteur vis-à-vis de ces phénomènes, présente encore de nombreuses lacunes ;
- sur le plan réglementaire, le niveau d'exigences à remplir pour atteindre 40 ans et aller au-delà reste à établir. Les critères de maîtrise du vieillissement qui seront éventuellement fixés pour l'exploitation au-delà de 40 ans ne sont pas encore définis. De même, le processus d'intégration des exigences issues du retour d'expérience de Fukushima est encore en cours. Il est très difficile de prévoir le résultat du croisement du durcissement des normes de sûreté applicables aux réacteurs en exploitation d'un côté, avec le rétrécissement des marges de sûreté induit par le vieillissement de l'autre ;
- sur le plan de la mise en œuvre, enfin, les conditions techniques et économiques de réalisation des renforcements qui découleraient éventuellement d'une meilleure caractérisation des risques et d'une clarification des exigences applicables sont sujettes à caution. D'une part, il n'est pas évident que des solutions techniques existent pour répondre à tous les problèmes posés, surtout dans des limites de coûts compatibles avec la rentabilité des opérations. D'autre part, le déploiement des solutions éventuellement retenues, ainsi que les délais de mise en œuvre, peuvent être plus ou moins maîtrisés, ainsi que les coûts associés.

La caractérisation de ces incertitudes est cruciale pour déterminer les conditions techniques et économiques dans lesquelles la prolongation de la durée de vie des réacteurs peut être envisagée. Cela est nécessaire pour que cette option puisse être explicitement discutée, et le cas échéant décidée, plutôt qu'imposée par l'absence tacite de décision comme cela en prend le chemin.

La présente étude cherche à contribuer à cet éclairage des décisions à venir en proposant une décomposition analytique des enjeux en trois étapes :

- la première étape consiste à discuter les enjeux techniques attachés au renforcement des réacteurs, à partir d'une analyse croisée portant à la fois sur les différents équipements concernés par la sûreté des réacteurs, sur les phénomènes de vieillissement à l'œuvre, et sur les préoccupations de robustesse tirées de la catastrophe de Fukushima ;
- dans un deuxième temps, il peut être déduit de ces enjeux techniques différents types d'opérations de renforcement nécessaires, en fonction des exigences formulées et du niveau de rigueur appliqué. Par suite, l'étude s'attache à proposer des « bouquets » d'opérations de renforcement des réacteurs correspondants à différents scénarios de renforcement des exigences ;
- enfin, le troisième temps consiste à reconstituer, à partir d'estimations des coûts unitaires attachés aux différentes opérations de renforcement envisagées, une évaluation des coûts globaux associés aux scénarios proposés. Ces coûts globaux peuvent en dernier lieu être comparés aux ordres de grandeur présentés jusqu'ici par EDF.

Ainsi l'objectif final de cette évaluation est de fournir une caractérisation, sous forme de fourchette de coûts, des dépenses correspondantes à différents scénarios en termes d'exigences de renforcement. Cette information nourrira utilement le débat à venir autour de la prolongation de la durée de vie, en éclairant la façon dont l'équilibre entre le coût et le risque influence la pertinence intrinsèque des

investissements correspondants du point de vue industriel d'EDF. Dans cet esprit, l'étude s'inscrit plus spécifiquement dans une triple préoccupation.

La première est de mettre en perspective le programme de renforcement engagé par EDF, en s'interrogeant sur le caractère enveloppe ou au contraire insuffisant des travaux projetés et sur les implications de ces engagements sur le processus de décision sur la durée de vie des réacteurs. L'investissement de sommes importantes dans des travaux de renforcement avant l'échéance des 40 ans de durée de vie, s'il est réalisé à l'initiative de l'exploitant avant le dimensionnement clair des exigences à atteindre, exerce une double pression :

- d'une part, les niveaux d'investissement de l'ordre d'un milliard d'euros par réacteur affichés ne pourront être rentabilisés qu'en faisant fonctionner les réacteurs pendant une durée supplémentaire suffisante pour les rembourser. Ainsi l'exploitant exerce une pression financière implicite sur des décisions d'autorisation de prolongation que l'autorité ne doit pourtant pouvoir prendre que du strict point de vue des exigences de sûreté ;
- d'autre part, la réalisation de travaux anticipe sur les niveaux d'exigence de renforcement et renchérit la réalisation éventuelle de travaux supplémentaires répondant à un niveau d'exigence plus élevé. Ainsi l'exploitant exerce une pression technico-économique implicite sur le futur niveau d'exigence associé à une éventuelle prolongation de la durée de vie.

Cette pression entraîne un risque pour la collectivité. Du point de vue de la sûreté, le risque est que des prolongations de durée de vie soient finalement accordées dans des conditions de sûreté dégradées par rapport à un objectif fixé a priori. Du point de vue économique, le risque est que les prolongations anticipées par les investissements ne soient pas accordées, entraînant d'importants « coûts échoués »²¹ supportés in fine soit par les contribuables, soit par les consommateurs d'électricité. La question d'une compensation en cas de fermeture n'est pas théorique, puisqu'elle se pose déjà à propos de la centrale de Fessenheim²².

En regard de ce double risque, la deuxième préoccupation de l'étude est de contribuer à une évaluation partagée des niveaux de coûts de renforcement projetés selon différents scénarios d'exigence, afin de comparer ces niveaux aux volumes d'investissement et aux conditions de prolongation pertinents sur le plan économique du point de vue de l'exploitant. Cette comparaison, bien que délicate, permettrait en particulier d'éclairer les éventuels arbitrages entre les contraintes économiques et les exigences de sûreté dans les décisions à venir.

À travers ces analyses, la troisième préoccupation portée par l'étude est d'alimenter la réflexion sur l'encadrement du processus de décision sur la fermeture ou la prolongation des centrales nucléaires. Les débats des dernières années ont mis en évidence l'absence de compétence donnée au Gouvernement pour décider des fermetures de réacteurs pour des raisons de politique énergétique : dans l'état actuel du cadre législatif et réglementaire, seuls l'exploitant, pour des raisons de stratégie industrielle, et l'autorité de sûreté, pour des raisons de sûreté nucléaire, peuvent décider la fermeture de réacteurs. Aussi, il est attendu que le futur projet de loi de programmation sur la transition

21. On désigne sous ce terme des investissements consentis par l'exploitant par anticipation de la poursuite du fonctionnement de son outil de production qui ne peuvent finalement pas être amortis du fait d'un changement de nature réglementaire. Dans le cas où EDF investirait dans ses réacteurs des sommes exigeant de fonctionner au-delà de 40 ans pour être remboursées et où cette prolongation ne serait finalement pas autorisée, les coûts échoués correspondants pourraient soit faire l'objet d'une indemnisation d'EDF par l'État, financée par l'impôt, dans le cas où celui-ci en supporterait la responsabilité, soit être répercutés sur les tarifs de l'électricité, dans le cas où la charge de ces coûts échoués reviendrait pleinement à EDF.

22. Dans le cas de Fessenheim, EDF estime avoir engagé les travaux nécessaires pour obtenir une prolongation de fonctionnement jusqu'à 40 ans et se trouver lésé par une fermeture imposée avant cette échéance. Le 4 octobre 2012, Henri Proglio a annoncé avoir « engagé des discussions » avec l'État pour obtenir des indemnités liées à cette fermeture. Aucun chiffre officiel n'a été communiqué, mais une compensation de un à deux milliards d'euros a été évoquée dans la presse. Dans le cas des autres réacteurs, ce qui pourrait à l'avenir être en jeu est la compensation d'investissements consentis pour une prolongation jusqu'à 50 ou 60 ans qui ne serait pas, ou que partiellement, accordée.

énergétique, en cours d'élaboration à l'issue du débat national sur le sujet, introduise un mécanisme donnant au Gouvernement cette compétence²³.

L'articulation entre les décisions de nature industrielle, de politique énergétique et de maintien de la sûreté devra dès lors être clairement définie, afin d'assurer le respect de l'ensemble des préoccupations dans le mécanisme de décision. En particulier, les conditions et le calendrier selon lesquels des investissements liés au renforcement pourraient être décidés dans le respect des engagements en matière énergétique d'une part, et des exigences de sûreté d'autre part méritent d'être précisés au plus vite²⁴. L'étude s'attache ainsi à éclairer le second point par l'analyse qu'elle propose sur l'interaction entre les niveaux d'exigence applicables et la nature des travaux à réaliser, et sur les processus réglementaires associés.

TRANSITION PROVISORIE

23. Cette loi « définira les modalités juridiques qui gouverneront l'évolution du parc », ainsi que l'a indiqué le Président de la République lors de la Conférence environnementale, en septembre 2013. Le premier document rendu public sur le futur contenu de la loi reste cependant extrêmement évasif sur ce point – voir le *Projet de plan commenté du projet de loi de programmation sur la transition énergétique - texte à jour au 29/11/2013*, présenté le 10 décembre 2013 par le Ministre de l'écologie au Groupe de suivi de l'élaboration de la loi issu du Conseil national de la transition écologique.

24. Il faut signaler sur ce point une limite technique importante de cette étude, qui ne porte que sur le parc de réacteurs : en effet, leur éventuelle prolongation passerait aussi par une prolongation de la durée de vie et/ou un remplacement de certaines usines, une prolongation et/ou une extension de certains entreposages, et d'autres installations nucléaires nécessaires au support industriel des réacteurs. Les conditions de sûreté et les conditions économiques dans lesquelles ces opérations pourraient être envisagées ne sont pas neutres, et ce facteur devrait donc, en toute rigueur, être également examiné.

3. Parc de réacteurs français

Il convient d'abord, avant de discuter la description technique puis le chiffrage économique de scénarios de renforcement des réacteurs, d'en analyser les enjeux, et avant cela encore de bien cerner les caractéristiques du parc vis-à-vis de l'extension de sa durée de vie.

On s'attache pour cela, dans ce qui suit, à rassembler quelques informations utiles sur la situation du parc nucléaire français, sur le plan industriel, réglementaire et technique.

En effet, ce parc se singularise, vis-à-vis de la problématique de l'extension de durée de vie, par quelques traits caractéristiques qu'il convient de bien analyser :

- de par son histoire industrielle, le parc possède une très grande homogénéité technique. L'existence d'un unique opérateur, et le développement du parc de réacteurs par grands blocs de commande dans le cadre d'une planification publique ont permis de déployer l'ensemble du parc actuellement en service sous forme de paliers successifs, qui de plus s'inscrivent tous dans la même filière. Du fait de sa standardisation, et sans minimiser les particularités techniques liées aux spécificités de chaque site et à l'histoire de chaque réacteur, la question de la prolongation de la durée de vie peut, en termes d'exigences de sûreté et de renforcements, se poser comme une question technique générique ;
- l'histoire du parc nucléaire français est aussi celle de la montée en puissance très rapide des constructions de réacteurs dans les années soixante-dix et quatre-vingt. Ce phénomène historique se traduit aujourd'hui par un « effet de falaise » dans la pyramide des âges des réacteurs qui joue un rôle prépondérant dans les conditions industrielles et réglementaires dans lesquelles le parc aborde l'échéance des 40 ans ;
- l'organisation par paliers du parc et le resserrement de sa pyramide des âges ont industriellement favorisé une gestion réglementaire assez spécifique à la France, qui combine en permanence des aspects génériques et leur déclinaison réacteur par réacteur. C'est notamment le cas avec le processus de réexamen décennal des réacteurs, qui commence pour chaque palier et chaque décennie par une composante générique de cahier des charges des examens de conformité et de réévaluation du référentiel de sûreté, avant son déploiement individuel sur chaque réacteur concerné²⁵. On propose ici, en lien avec ce fonctionnement par visites décennales (VD), un récapitulatif de la situation des différents réacteurs du point de vue réglementaire, en retraçant pour chacun d'entre eux les principaux jalons de leur histoire. On examine en particulier la situation des plus anciens vis-à-vis de la troisième visite décennale et des décisions qui en découlent, en regard de leur âge technique ;
- enfin, la standardisation permet également d'exposer de façon générique les caractéristiques intéressantes des réacteurs du point de vue de leur sûreté, et des conditions techniques de leur éventuelle prolongation. Ainsi, on rappelle les grands principes de fonctionnement communs à l'ensemble des réacteurs du parc, leurs principaux composants, la démarche de « défense en profondeur » qui gouverne leur sûreté et les principales fonctions qui en découlent, et pour finir les principaux accidents graves considérés.

Cette analyse industrielle, réglementaire et technique ne prétend pas couvrir tous les aspects de la situation du parc. Elle se concentre sur les points les plus pertinents par rapport aux préoccupations attachées à la lutte contre le vieillissement des réacteurs d'une part, et à l'amélioration de leur robustesse vis-à-vis de scénarios extrêmes d'autre part, dont les enjeux sont traités dans la partie suivante.

²⁵. C'est également le cas, comme on le verra plus loin, avec le processus des Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées sur les réacteurs français après Fukushima, qui sont menées réacteur par réacteur (ou au moins centrale par centrale), mais qui comportent une grande part d'analyse générique. Ce sera probablement également le cas dans l'encadrement réglementaire des exigences attachées à une éventuelle prolongation de la durée de vie.

3.1. Statut des réacteurs exploités par EDF

Les 58 réacteurs nucléaires exploités par EDF, ainsi que le 59^{ème} en construction à Flamanville, ne présentent pas tous des caractéristiques identiques. Ce parc se distingue cependant par une forte homogénéité, issue de deux choix industriels structurants :

- le premier est le choix d'une filière unique. Ainsi, bien que la France ait développé et testé, dans les années cinquante à quatre-vingt, une certaine diversité de filières²⁶, tous les réacteurs aujourd'hui en exploitation appartiennent à la même filière des réacteurs à eau pressurisée (REP), et obéissent donc, à la base, aux mêmes principes de fonctionnement ;
- le second est le principe de standardisation. Les réacteurs ont été conçus et commandés par paliers présentant chacun un dimensionnement et des caractéristiques de base identiques (à l'adaptation aux spécificités de chaque site d'implantation près). Au total, on peut ainsi regrouper l'ensemble des 58 réacteurs en fonctionnement en six paliers successifs.

Cette standardisation favorise un traitement générique, en termes d'analyse, de caractérisation, d'encadrement réglementaire et de mise en œuvre des exigences ainsi formulées. Il faut cependant tenir compte également d'un certain nombre de particularités propres à chaque standard, voire à chaque site, voire à l'historique d'exploitation de chaque réacteur.

En complément des informations rassemblées ici, un tableau en annexe récapitule pour chacun des 58 réacteurs (plus l'EPR) l'ensemble des informations relatives aux principales caractéristiques de dimensionnement et de fonctionnement des réacteurs, à l'historique de leur construction, de leur mise en service, de leurs visites décennales et à leur bilan d'exploitation.

a. Paliers de construction du parc nucléaire français

Les 58 réacteurs du parc nucléaire français en exploitation, et le réacteur EPR en construction, se distinguent donc d'abord les uns des autres par leur dimensionnement et leur type d'une part, par leur âge et leur histoire d'autre part.

Les différents paliers qui composent ce parc sont respectivement, dans l'ordre chronologique du début de leur déploiement :

- le palier CP0 (pour contrat programme), décidé en 1970, et consistant en 6 réacteurs de 900 MW (plus précisément, de 880 à 910 MW). Cette commande entérine le choix du recours à la filière des REP, sous license de la compagnie américaine Westinghouse, qui sera maintenu dans les commandes suivantes. Ces réacteurs, qui équipent les deux centrales de Fessenheim et du Bugey, comptaient à la fin de l'année 2013 entre 34,4 et 36,7 années de fonctionnement (depuis leur couplage au réseau, qui marque le point de départ de leur capacité de production d'électricité) ;
- le palier CP1, qui rassemble les 18 réacteurs dont l'engagement, décidé en 1974 au lendemain du choc pétrolier d'octobre 1973, marque le véritable lancement du programme nucléaire français. Ce palier équipe quatre centrales : le Blayais, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Ces réacteurs de 900 MW (890 à 915 MW) comptaient à la fin 2013 entre 28,4 et 33,8 années de fonctionnement ;
- le palier CP2, qui rassemble 10 réacteurs complémentaires de 900 MW (entre 905 et 915 MW) décidés dans la continuité du CP1 en 1976. Ils équipent les trois centrales de Chinon, Cruas et Saint-Laurent et comptent de 26,1 à 33,0 années de fonctionnement ;

26. Une filière nucléaire se caractérise essentiellement par la combinaison d'un type de combustible nucléaire, d'un matériau modérateur de la réaction nucléaire, et d'un fluide caloporteur chargé d'évacuer la chaleur de la chaudière nucléaire vers la turbine électrique. La France a notamment développé dès les années cinquante une première génération de réacteurs fonctionnant à l'uranium naturel, au graphite et au gaz (UNGG), puis testé dans les années soixante et soixante-dix des prototypes de la filière des réacteurs à l'uranium enrichi et à l'eau lourde (comme modérateur et caloporteur), celle des réacteurs à eau pressurisée (uranium enrichi, eau sous pression comme modérateur et caloporteur) et celle des réacteurs à neutron rapide (plutonium, sodium liquide). Tous les réacteurs correspondants ont été définitivement arrêtés.

- le palier P4 fait suite à la décision prise en 1977 de réaliser des réacteurs de plus forte puissance. Il comprend 8 réacteurs de 1.300 MW (1.330 et 1.335 MW) qui équipent les centrales de Flamanville, Paluel et Saint-Alban. Ces réacteurs comptent de 27,5 à 29,5 années de fonctionnement ;
- le palier P'4, lancé en 1980, complète le précédent avec l'engagement de 12 réacteurs supplémentaires de 1.300 MW (en fait, 1.300 à 1.330 MW). Ils équipent cinq centrales – Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent, Penly – et fonctionnent depuis 20,6 à 27,2 années ;
- le palier N4 concrétise la décision prise à la fin des années soixante-dix de « franciser » les réacteurs construits jusque là sous licence Westinghouse. Cette reprise du design s'accompagne d'une augmentation de capacité, portée à 1.450 MW (les réacteurs atteignent finalement 1.495 à 1.500 MW). Au total, 4 réacteurs N4 ont été commandés en 1984 et 1993, et implantés sur deux centrales à Chooz et Civaux. Ils fonctionnent depuis 14,0 à 17,3 années ;
- enfin, le réacteur EPR en construction sur la centrale de Flamanville est conçu comme la tête de série d'un palier de 1.600 MW destiné au remplacement des réacteurs existants. C'est toutefois la première fois qu'une commande de REP porte sur une seule unité, et pas au moins une paire. C'est également la première fois que des réacteurs REP de standards différents sont appelés à fonctionner simultanément sur le même site. La décision de lancement de Flamanville-3 a été prise en 2005. La construction du réacteur, commencée en 2007 et prévue en cinq ans, n'est pas achevée, et aucune autre commande de réacteur EPR n'a été lancée en France depuis.

Le tableau suivant rassemble les principales informations relatives à la mise en œuvre de chacun des paliers. Outre les fourchettes de dates de couplage, il indique également celles de leur mise en service industrielle, étape qui marque l'approbation après vérification du fonctionnement sûr de l'installation.

Tableau 1 Réalisation du programme français d'équipement en réacteurs par paliers

Type / Palier ou programme	Total unités	Centrales (nb tranches)	Commande	Couplage au réseau	Mise en service industrielle (MSI)
REP 900 / CP0	6	Bugey (4) Fessenheim (2)	1970 – 1974	Avril 1977 à juillet 1979	Décembre 1977 à janvier 1980
REP 900 / CP1	18	Blayais (4) Dampierre (4) Gravelines (6) Tricastin (4)	1974 – 1980	Mars 1980 à août 1985	Septembre 1980 à octobre 1985
REP 900 / CP2	10	Chinon (4) Cruas (4) Saint-Laurent (2)	1975 – 1980	Janvier 1981 à novembre 1987	Août 1983 à avril 1988
REP 1.300 / P4	8	Flamanville (2) Paluel (4) Saint-Alban (2)	1975 – 1980	Juin 1984 à juillet 1986	Décembre 1985 à mars 1987
REP 1.300 / P'4	12	Belleville (2) Cattenom (4) Golfech (2) Nogent (2) Penly (2)	1980 – 1983	Novembre 1986 à juin 1993	Avril 1987 à mars 1994
REP 1.450 / N4	4	Chooz (2) Civaux (2)	1984 – 1993	Août 1996 à décembre 1999	Mai 2000 à avril 2004
REP 1.600 / EPR	1	Flamanville (1)	2005	Non connecté	Non démarré

Source : d'après EDF, ASN, 2013

b. Principaux jalons de la vie des réacteurs

Dans le graphique suivant, les jalons les plus importants de la vie de chacun des réacteurs sont représentés, unité par unité. Ces jalons sont respectivement :

- le décret d'autorisation de création (DAC), qui marque la naissance du réacteur sur le plan réglementaire comme Installation nucléaire de base (INB)²⁷ ;
- le démarrage de la construction, souvent qualifié de date de « premier béton », qui marque donc aussi le début du processus de vieillissement des matériaux du réacteur. Dans la très grande majorité des cas, soit pour 54 réacteurs sur 59, la construction a en réalité démarré avant le DAC ;
- le couplage au réseau électrique, qui suit en général à quelques mois les deux étapes essentielles de mise en service de l'installation que constituent d'abord la première introduction de combustible nucléaire dans le cœur du réacteur, puis sa première divergence, c'est-à-dire la première réaction de fission en chaîne provoquée dans ce combustible. Cette étape marque donc à la fois le véritable début de l'exploitation du réacteur, et de l'exposition des équipements et matériaux concernés au rayonnement des matières nucléaires ;
- la mise en service industrielle (MSI), qui correspond à l'autorisation définitive de la mise en service de l'installation par l'autorité de sûreté nucléaire après une période de vérification des conditions de fonctionnement. Le délai entre le couplage et la MSI est généralement court, mais il peut parfois être long : il a duré en moyenne entre moins de six mois et moins d'un an pour les différents paliers du parc, sauf pour le palier N4 où il a duré 3,4 ans en moyenne. La MSI est une étape importante sur le plan réglementaire, mais elle n'a pas de signification particulière du point de vue des mécanismes de vieillissement du réacteur²⁸ ;
- les visites décennales (VD) qui marquent les étapes de réexamen régulier de la sûreté des réacteurs. En principe, ces réexamens ont lieu précisément tous les dix ans, d'où le nom des visites associées. En pratique, du fait notamment de la volonté de lissage des opérations dans le temps, les délais peuvent être raccourcis ou allongés, introduisant des différences significatives entre les réacteurs. Au total, les réacteurs ont subi 2,2 visites en moyenne, avec des délais observés entre les visites s'étalant de 8,7 années à 11,4 années ;
- enfin, le graphique porte une attention particulière aux réacteurs qui ont passé leur 3^{ème} visite décennale (VD3), marquant leur entrée dans la dernière phase réglementaire avant l'échéance des 40 ans de durée de vie. Pour ces réacteurs on indique, lorsqu'elle a été publiée, la date de la décision de l'ASN autorisant la poursuite de l'exploitation au-delà de cette VD3, éventuellement assortie de prescriptions.

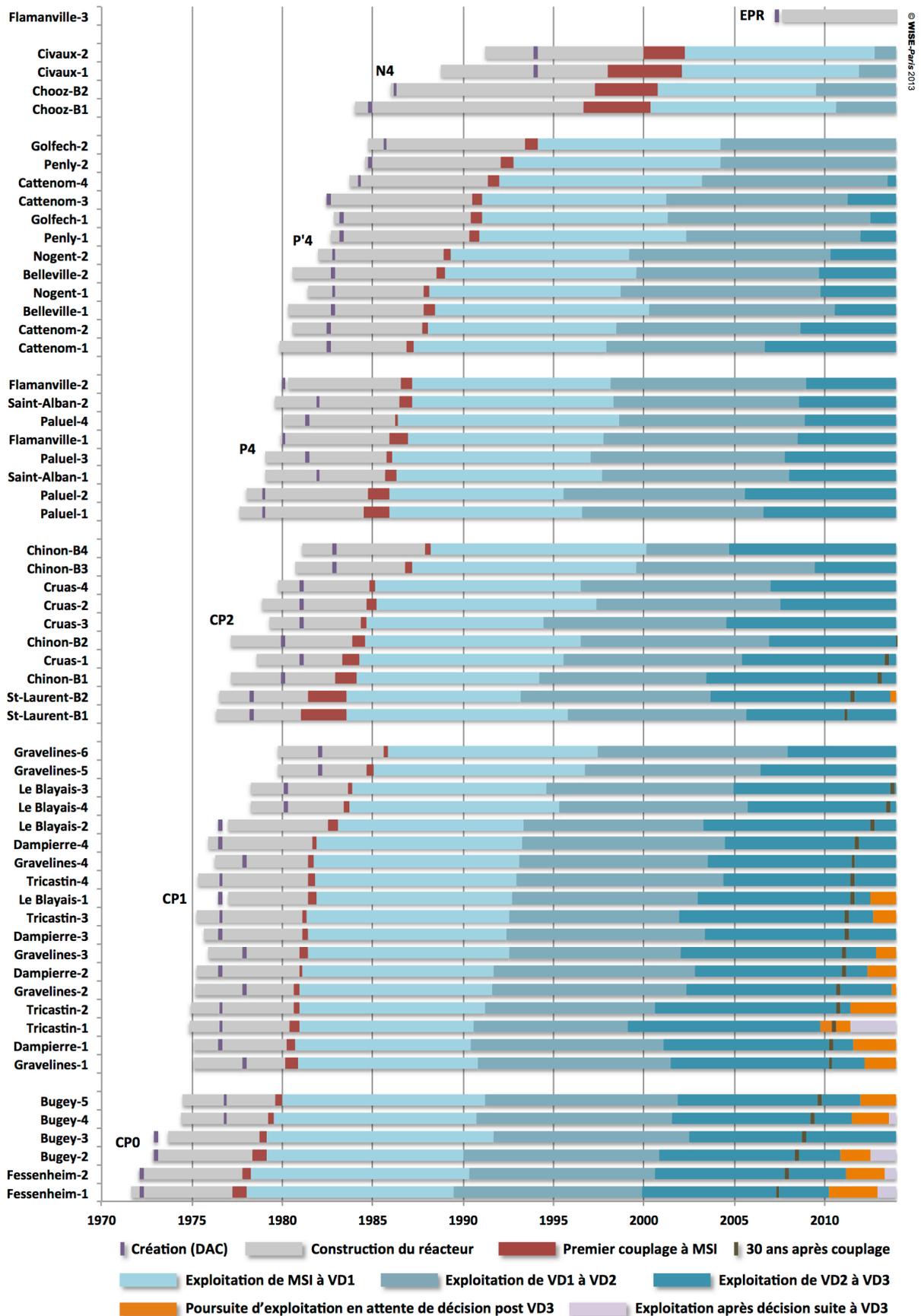
Fin 2013, les 58 réacteurs en exploitation atteignent 28,9 ans de durée d'exploitation en moyenne par rapport à la date de leur couplage au réseau (et 28,1 ans en moyenne depuis leur mise en service industrielle). Au total, 27 de ces 58 réacteurs ont déjà franchi le cap de 30 ans d'exploitation depuis leur couplage au réseau (et 24 réacteurs le cap de 30 ans depuis leur MSI).

À titre indicatif, si le démarrage officiel des travaux de construction devait être la date retenue pour le calcul de l'âge des réacteurs, leur moyenne d'âge serait de 35,3 ans. En tout, 53 réacteurs sur 58 ont atteint ou dépassé 30 ans depuis leur premier béton. Pour être complet sur ce point, on peut enfin signaler que d'un point de vue réglementaire, les réacteurs en exploitation comptent en moyenne 33,8 ans depuis leur décret d'autorisation de création.

27. Tous les réacteurs en exploitation ont été autorisés sous le régime des installations nucléaires de base instauré par le décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires, qui s'est appliqué jusqu'en 2006. Seul le réacteur EPR a été engagé sous le régime de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, qui a donné un cadre législatif au statut des INB. Toutefois, son décret d'autorisation, délivré le 10 avril 2007, reste lui aussi antérieur au 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 – qui remplace et abroge le décret de 1963.

28. C'est pourquoi on préfère d'une manière générale dans cette étude, et sauf expression contraire, calculer des durées de fonctionnement en référence à la date de premier couplage au réseau électrique plutôt qu'à la date de MSI.

Figure 4 Principaux jalons de l'exploitation des réacteurs nucléaires d'EDF
Répartition par palier, classement par date de couplage, situation au 31 décembre 2013



Source : compilation d'après OPECST (2003), ASN (2013), AIEA (2013)

C. Situation réglementaire des réacteurs en exploitation

Du point de vue réglementaire, outre le décret d'autorisation de création, la vie des réacteurs est marquée par une série d'examens de sûreté généralement conduits au cours des visites décennales, qui sont l'occasion de renforcer les exigences de sûreté et de valider la conformité des réacteurs à ces exigences. Tous ont déjà passé au moins une telle visite. Au 31 décembre 2013, ce sont au total 125 visites décennales qui ont été conduites sur le parc de 58 réacteurs. Toutes, sans exception, se sont conclues par une décision positive de l'autorité de sûreté nucléaire sur la poursuite d'exploitation jusqu'à la visite décennale suivante.

Compte tenu de l'effet falaise sur la pyramide des âges des réacteurs, seuls 6 réacteurs n'ont franchi qu'une visite décennale (VD1) : il s'agit des quatre tranches du palier N4, ainsi que des deux plus récents réacteurs du palier P'4.

La grande majorité du parc, soit 37 réacteurs, ont franchi la deuxième visite décennale (VD2). Au total, 10 réacteurs du palier P'4, tous les réacteurs P4, neuf réacteurs du palier CP2, neuf réacteurs du palier CP1 et un réacteur du palier CP0 sont dans cette situation.

Ainsi, sur l'ensemble des 58 réacteurs, seuls 15 d'entre eux ont fait l'objet d'une troisième visite décennale (VD3) : cinq réacteurs du palier CP0, neuf réacteurs du palier CP1, et un réacteur du palier CP2. En d'autres termes, 12 réacteurs ayant dépassé les 30 ans après couplage n'ont pas encore fait l'objet de ce réexamen. Ils comptent en moyenne 32 ans depuis cette mise en exploitation (et 9 réacteurs si l'on se réfère à la date de MSI, comptant en moyenne 31,8 ans depuis cette date). Le plus ancien est le réacteur n°3 du Bugey, le seul parmi les six réacteurs du palier CP0 à n'avoir pas encore subi de troisième réexamen, qui atteint pourtant 35,2 ans depuis son couplage (et 34,8 ans depuis sa MSI).

À l'inverse, le premier réacteur à avoir passé l'épreuve d'une VD3, bien qu'il n'appartienne pas au palier CP0 mais CP1, est le réacteur n°1 de Tricastin, qui ne comptait que 28,8 années d'exploitation lorsque cette VD3 s'est achevée (il est en fait le seul à avoir été examiné avant 30 ans).

On observe par ailleurs une durée généralement assez longue, et très variable, entre la fin de la 3^{ème} visite décennale et la décision d'autorisation ou non de poursuite d'exploitation qui suit.

Ainsi, seulement 5 réacteurs sur les 15 ayant fait l'objet d'une VD3 se sont vus notifier, sous forme d'un avis et/ou d'une ou plusieurs décisions, une autorisation de poursuite d'exploitation éventuellement assortie de prescriptions. Il s'est encore écoulé entre 1,6 et 2,7 ans, et en moyenne 2 ans, entre ces deux événements. Au total, les 5 réacteurs qui disposent d'une autorisation d'exploitation au-delà de 30 ans ont en moyenne reçu cette autorisation 34,2 années après leur couplage au réseau (et 33,6 années après leur MSI). Cette période atteint même respectivement 35,6 et 35,7 ans pour les deux réacteurs de Fessenheim.

D'autre part, 10 réacteurs poursuivent donc leur exploitation après avoir subi leur VD3 mais sans avoir encore fait l'objet d'une décision de l'ASN relative à la poursuite de cette exploitation. Leur durée moyenne de fonctionnement dans cette situation s'établit fin 2013 à 1,5 an. Le délai sans décision atteint même 2,4 ans pour le réacteur n°1 de Gravelines et 2,6 ans pour le réacteur n°2 de Tricastin.

En résumé, sur 27 réacteurs dépassant à la fin 2013 une durée de fonctionnement de 30 ans depuis leur couplage au réseau :

- 5 réacteurs de plus de 30 ans ont obtenu une autorisation de poursuite d'exploitation post-VD3, en moyenne 34,2 ans après leur couplage au réseau (33,6 ans après leur MSI),
- 10 réacteurs de plus de 30 ans ont passé leur VD3 mais fonctionnent en attente de la décision sur leur poursuite d'exploitation, en moyenne 33,3 ans après leur couplage (32,8 ans après leur MSI),
- 11 réacteurs de plus de 30 ans n'ont pas encore passé leur VD3, en moyenne 31,9 années après leur couplage (31,3 ans après leur MSI).

3.2. Caractéristiques des réacteurs d'EDF

Malgré des différences significatives en termes de dimensionnement et de détails de conceptions, les 58 réacteurs en exploitation (plus l'EPR en construction) obéissent d'une manière générale aux mêmes principes de fonctionnement et de gestion de la sûreté. Ces principes et les équipements qui sont ainsi mis en jeu peuvent donc, pour une large part, être décrits de manière générique.

a. Principe de fonctionnement commun des réacteurs

Tous les réacteurs nucléaires de puissance obéissent à un principe commun. Dans le cœur du réacteur, la réaction de fission en chaîne des atomes du combustible nucléaire engendre de la chaleur²⁹ ; comme dans une centrale thermique classique, cette chaleur est évacuée par un circuit pour produire de la vapeur d'eau ; la vapeur d'eau actionne une turbine qui elle-même entraîne un alternateur pour produire l'électricité.

Dans ce système, trois éléments essentiels déterminent plus précisément le fonctionnement du réacteur entre plusieurs variantes possibles, également qualifiées de filières nucléaires : la nature du combustible nucléaire lui-même, le choix du matériau modérateur utilisé pour maîtriser la réaction nucléaire dans le cœur, et le fluide dit caloporteur utilisé pour évacuer la chaleur du cœur vers la production de vapeur pour la turbine.

Tous les réacteurs du parc nucléaire français appartiennent à la même famille des réacteurs à eau pressurisée (REP), caractérisée pour ces trois éléments par les choix suivants :

- le combustible nucléaire est essentiellement déterminé par le choix du matériau nucléaire utilisé et par le taux d'atomes fissiles qu'il contient³⁰. Ce choix influence d'une part la réactivité du combustible, c'est-à-dire son comportement en fonctionnement normal comme en situation d'accident, d'autre part son contenu radioactif, et donc la nature des matériaux potentiellement relâchés en cas d'accident. Les REP fonctionnent traditionnellement avec un combustible à l'uranium faiblement enrichi³¹ dit combustible UOX (pour oxyde d'uranium). Une part importante des réacteurs d'EDF fonctionne toutefois avec des combustibles différents, en lien avec le choix français du retraitement du combustible irradié et de la réutilisation des matières nucléaires³². Leur nombre est déterminé par la capacité technique des réacteurs à accueillir ces combustibles et par les flux de matières en jeu sur le parc. Au total, 24 réacteurs français de 900 MW sur les 28 des paliers CP1 et CP2 sont autorisés à utiliser jusqu'à un tiers de combustible composé en partie de plutonium,

29. La réaction de fission est une réaction dans laquelle un atome dit « fissile » se casse en deux atomes plus petit sous l'action d'un neutron. Cette réaction produit de la chaleur et dégage deux ou trois neutrons qui peuvent eux-mêmes provoquer la fission de nouveaux atomes : on cherche ainsi dans un réacteur nucléaire, en maintenant cette réaction en chaîne à un niveau entretenu, à produire de la chaleur.

30. On dispose essentiellement à l'état naturel de deux métaux susceptibles de fournir ce combustible : l'uranium et le thorium. L'utilisation d'uranium dans les réacteurs produit un autre métal qui peut être utilisé comme combustible : le plutonium (qui n'existe à l'état naturel que sous forme de traces dans le sous-sol).

31. Dans le cas de l'uranium, qui constitue de très loin la principale matière combustible utilisée dans les réacteurs en fonctionnement dans le monde, il contient à l'état naturel environ 0,7 % d'atomes fissiles, c'est-à-dire susceptibles de contribuer à la réaction de fission entretenue dans le cœur du réacteur. La technique de l'enrichissement consiste à concentrer cette part fissile, jusqu'à 4 ou 5 %, pour augmenter le « rendement » du combustible. C'est cet uranium enrichi qui est utilisé dans les REP. La teneur maximale autorisée dans les réacteurs d'EDF est de 4,5 %.

32. Le combustible nucléaire s'épuise dans le réacteur à mesure que ses atomes fissiles fissionnent. Il est alors déchargé pour être remplacé par un combustible neuf. Dans la majorité des pays producteurs, ce combustible usé est considéré comme un déchet en tant que tel. En France, la stratégie retenue est au contraire le retraitement du combustible, qui consiste essentiellement à séparer l'uranium qu'il contient encore et le plutonium qui s'y est formé des autres matières, en vue de réutiliser ce plutonium et cet uranium dit « de retraitement ». Pour une analyse critique de la logique de ce choix et de ses conséquences en termes notamment d'accumulation de matières sans emplois, voir notamment Schneider, M. et Marignac, Y., *Spent Fuel Reprocessing in France*, Rapport de recherche pour l'International Panel on Fissile Materials (IPFM), avril 2008.

dit combustible MOX³³. Les 4 derniers sont réservés à l'utilisation de combustible dit URE formé à partir d'uranium de retraitement réenrichi³⁴ ;

- le modérateur de la réaction en chaîne est formé d'atomes susceptibles de ralentir les neutrons sans les absorber pour maintenir la réaction³⁵. Dans les REP, c'est de l'eau borée³⁶ circulant entre les éléments de combustible qui assure cette modération. Au contact du combustible, cette eau s'échauffe à plus de 300°C ;
- cette même eau, en circulant dans le cœur du réacteur, sert donc également dans les REP de caloporteur. Pour rester liquide malgré la température très élevée, elle est maintenue à une très forte pression de 155 bar, d'où le nom donné à cette filière.

Dès lors, le principe de fonctionnement des REP repose principalement sur l'articulation de trois circuits, dont les deux schémas suivants précisent les principaux éléments :

- le circuit primaire, qui extrait la chaleur du cœur du réacteur. Ce circuit fermé comprend la cuve en acier contenant les assemblages de combustible, qui constitue le cœur du réacteur à proprement parler, un pressuriseur qui maintient le niveau de pression nécessaire, et plusieurs boucles de circulation de l'eau : l'eau chaude évacuée du cœur par la partie haute de la cuve (typiquement, vers 325°C) passe par un échangeur complexe appelé générateur de vapeur où elle perd sa chaleur avant d'être réinjectée en partie basse de la cuve (typiquement, vers 285°C). Chaque boucle comprend également une pompe primaire assurant la recirculation de l'eau. Dans les réacteurs d'EDF, le circuit primaire des 900 MW compte 3 boucles, et celui des autres paliers 4 boucles ;
- le circuit secondaire, qui récupère la chaleur du circuit primaire pour produire la chaleur alimentant la turbine. Le circuit secondaire fonctionne également en circuit fermé. L'échange de chaleur se fait donc dans les générateurs de vapeur, qui sont au même nombre que les boucles du circuit primaire. Chacun contient plusieurs milliers de tubes très fins dans lesquels, tout en maintenant une étanchéité stricte entre le circuit primaire et le circuit secondaire, la chaleur du premier chauffe l'eau du second pour produire de la vapeur. Des turbopompes alimentaires permettent d'alimenter les générateurs de vapeur par une eau à 60 bar qui monte à 220°C environ. Après son passage dans les générateurs de vapeur, l'eau transformée en vapeur est envoyée vers la turbine et détendue pour l'actionner (jusqu'à 0,05 bar). Elle passe ensuite dans un autre échangeur, appelé un condenseur, où elle est refroidie au contact d'une source froide. Redevenue liquide, elle est renvoyée vers les générateurs de vapeur ;
- le circuit de refroidissement, qui évacue dans l'environnement la chaleur résiduelle du circuit secondaire. L'eau du circuit de refroidissement est prélevée à une source froide extérieure (rivière, fleuve ou mer) et acheminée vers le condenseur, où elle s'échauffe en refroidissant l'eau du circuit secondaire. Deux cas de figure existent. Lorsque la source froide est suffisante, le refroidissement fonctionne en circuit ouvert : l'eau nécessaire est directement prélevée puis rejetée, réchauffée de quelques degrés. Lorsque la source froide n'apporte pas un débit suffisant, le refroidissement fonctionne en circuit dit fermé (ou semi-fermé), avec une tour aéroréfrigérante : l'eau échauffée est refroidie par le courant d'air ascendant dans la tour, une fraction s'échappe par évaporation dans l'atmosphère et le reste est réinjecté dans le circuit de refroidissement, la source froide n'apportant que l'appoint. La majeure partie des réacteurs implantés sur des cours d'eau fonctionnent en circuit fermé (soit une partie des réacteurs sur l'Ain, sur le Rhône, et tous les réacteurs sur la Loire, la

33. Le combustible MOX (pour mélange d'oxydes) est composé pour une part pouvant aller jusqu'à 8,65 % de plutonium issu du retraitement, les plus de 90 % restants étant formés d'uranium appauvri (la part restante à l'issue de l'enrichissement). Le MOX présente, pour un même « rendement » que de l'UOX enrichi à 3,7 %, des caractéristiques (réactivité, etc.) plus contraignantes, qui rendent son utilisation plus difficiles et peuvent augmenter la fatigue des matériaux sur les réacteurs concernés. Le MOX ne peut être utilisé que dans les réacteurs dont le DAC l'autorise spécifiquement. Selon l'ASN, à la mi-2013, 22 réacteurs sur 24 autorisés utilisaient effectivement du MOX.

34. Il s'agit des quatre réacteurs de la centrale de Cruas. L'uranium de retraitement tiré du combustible irradié ne contient plus qu'environ 1 % d'atomes fissiles (contre 4 à 5 % dans le combustible neuf) et doit donc être réenrichi pour retrouver des propriétés relativement équivalentes à celles du combustible UOX classique.

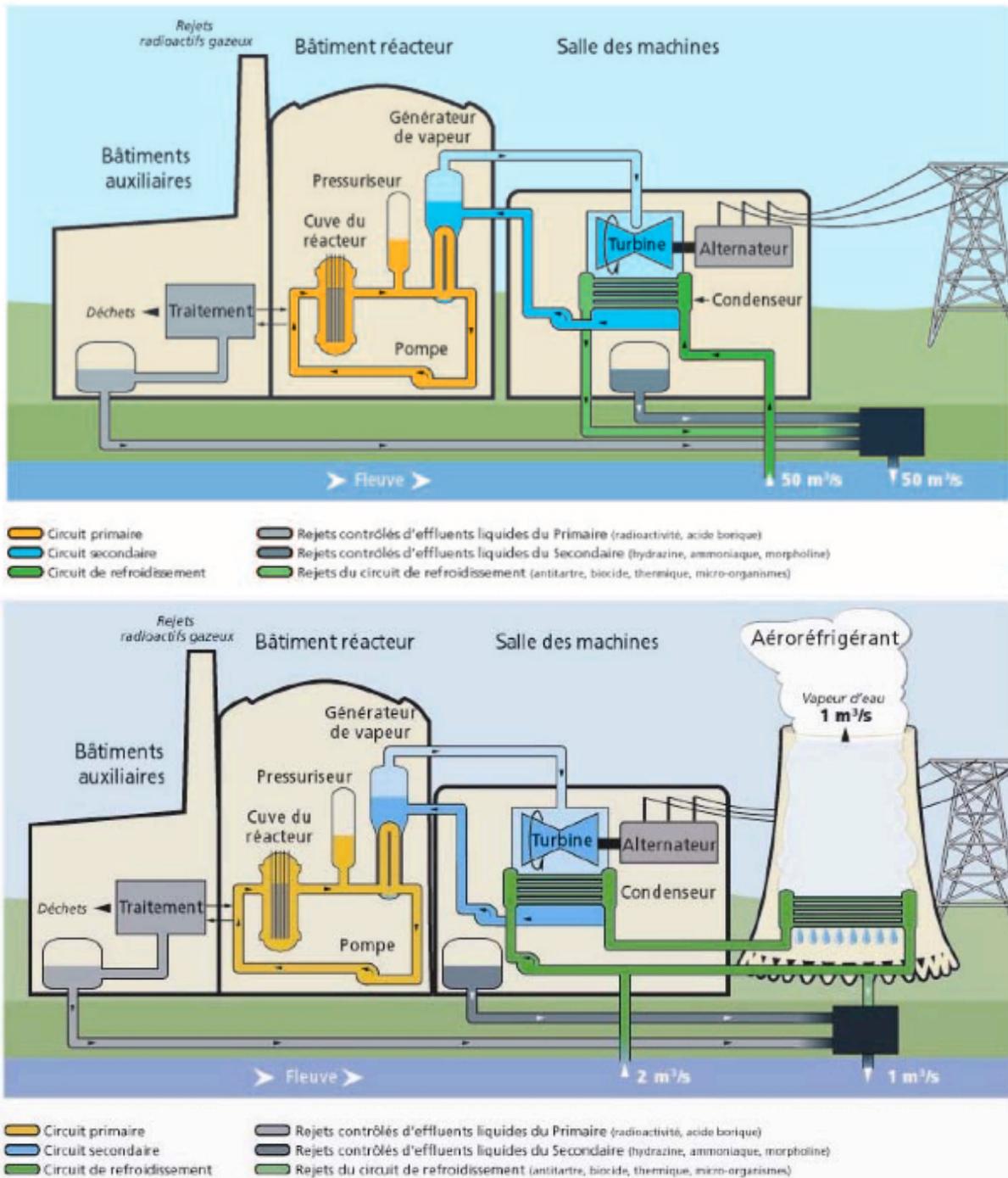
35. Les neutrons émis par la fission sont plus efficacement absorbés par d'autres atomes fissiles, entretenant la réaction, lorsqu'ils sont d'abord ralentis en traversant une masse d'atomes ne les absorbant pas.

36. Le bore est un absorbeur de neutrons. L'introduction d'une proportion adéquate de bore dans l'eau permet d'ajuster le taux de la réaction en chaîne et de maintenir l'équilibre souhaité.

Garonne, la Meuse, la Moselle, la Seine et la Vienne). Tous les réacteurs situés en bord de mer, ainsi qu'une fraction des réacteurs de fleuve ou de rivière (sur l'Ain et sur le Rhône³⁷) fonctionnent en circuit ouvert.

Enfin, l'énergie mécanique produite par la rotation de la turbine sert à entraîner l'alternateur qui convertit cette énergie en électricité délivrée sur le réseau très haute tension. Ce couplage avec le réseau est nécessaire, lorsque le réacteur fonctionne, pour évacuer sa puissance.

Figure 5 Principe de fonctionnement des réacteurs REP exploités par EDF
Fonctionnement avec circuit de refroidissement en mode ouvert ou fermé (avec ou sans aéroréfrigérant)

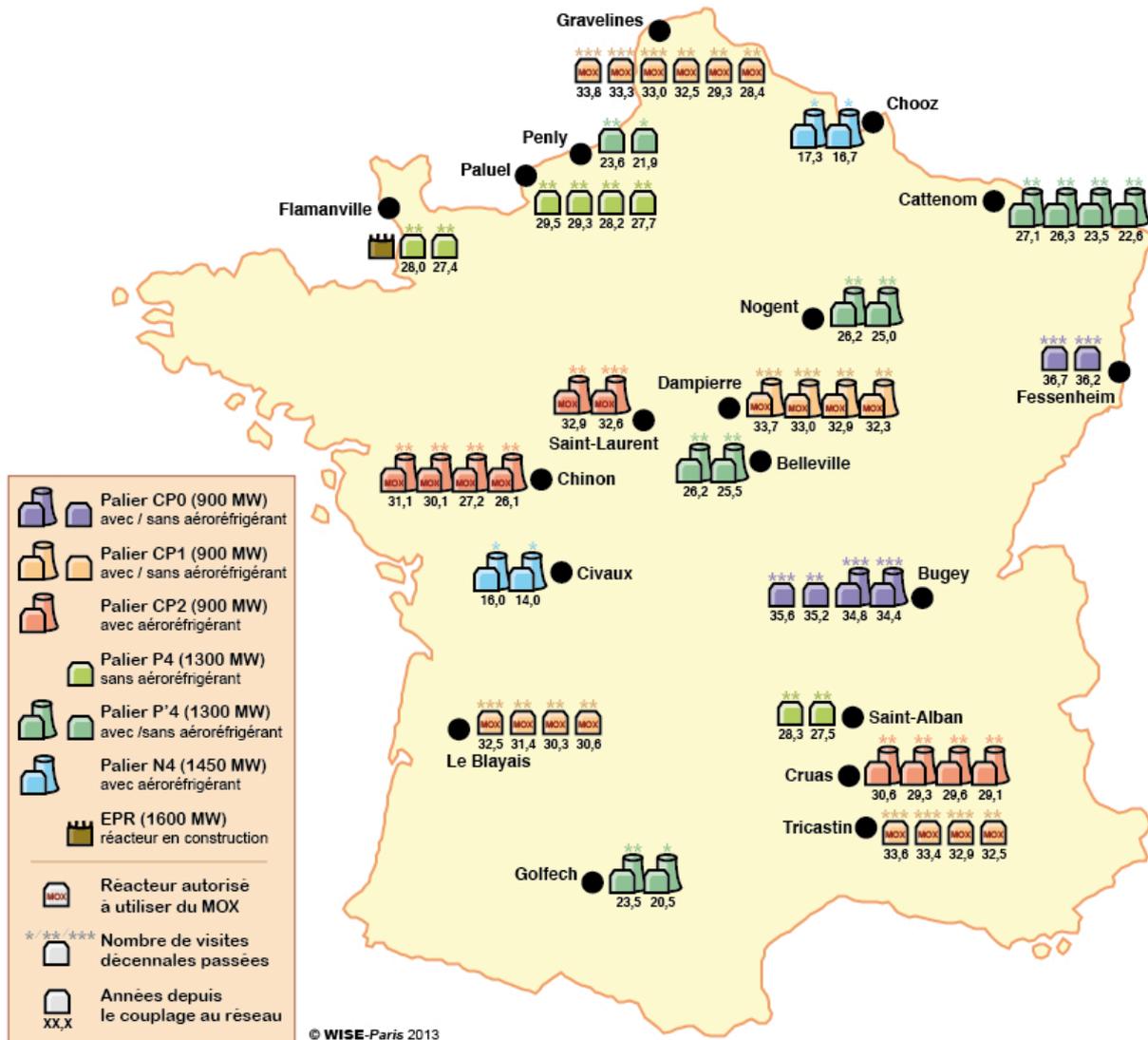


Source : EDF, 2013

37. Il s'agit pour l'Ain de la centrale du Bugey (la seule où cohabitent sur le même site des réacteurs en circuit de refroidissement ouvert et fermé), pour le Rhin de celle de Fessenheim, et pour le Rhône des celles de Saint-Alban et Tricastin.

La carte suivante rassemble les principales informations relatives à chacune des 19 centrales d'EDF : le nombre de réacteurs, leur palier, leur fonctionnement avec ou sans tour aérorefrigérante, leur autorisation ou non d'utiliser du combustible MOX, ainsi que le nombre d'années d'exploitation depuis leur premier couplage et le nombre de visites décennales qu'ils ont passées.

Figure 6 Répartition et principales caractéristiques des 19 centrales nucléaires françaises
 Nombre de tranches et principales spécificités des réacteurs en exploitation, au 31 décembre 2013



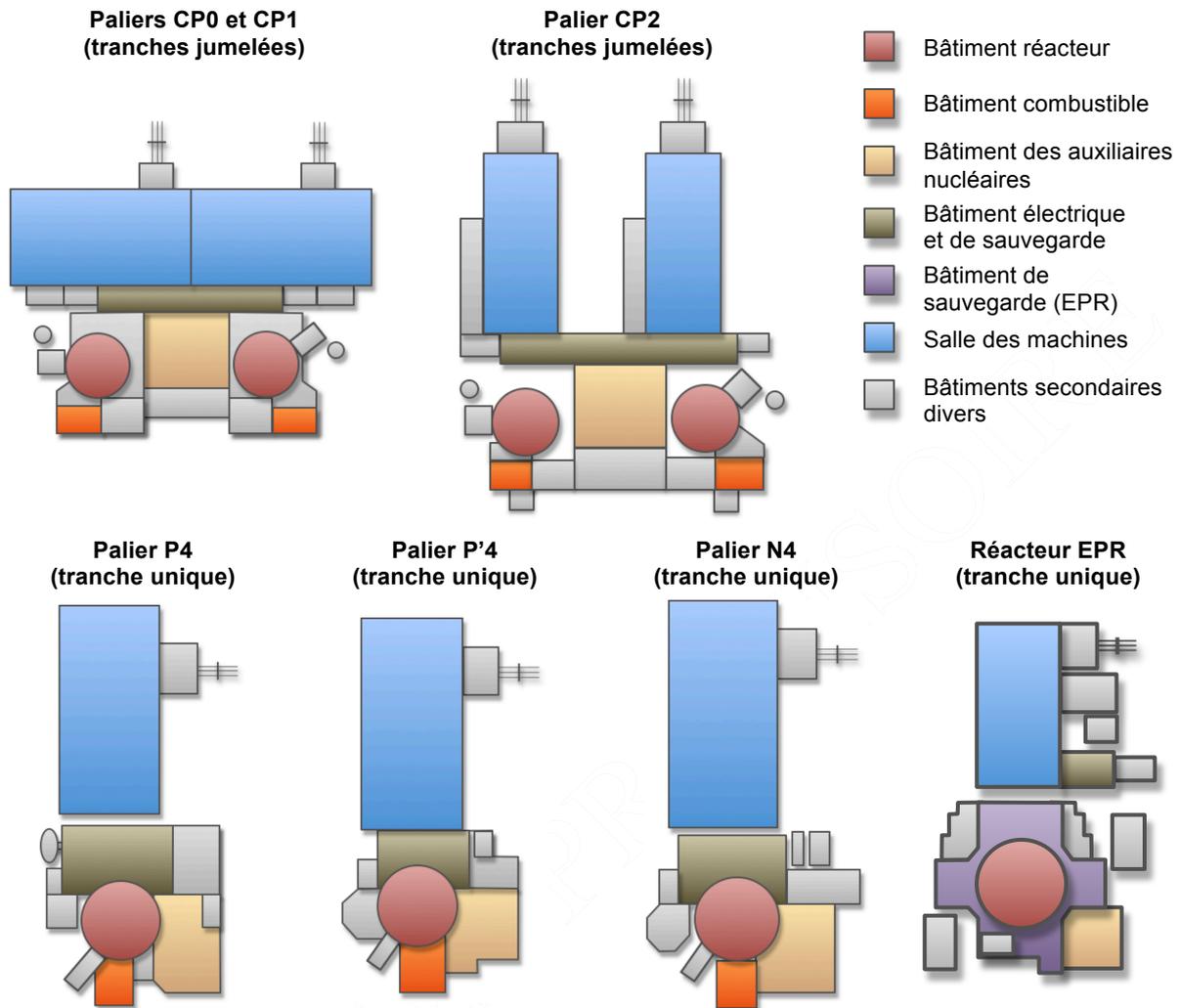
Source : compilation d'après OPECST (2003), ASN (2013), AIEA (2013)

b. Principaux composants des réacteurs

L'implantation détaillée des différents composants et leur dimensionnement varient selon le palier de chaque réacteur et selon les caractéristiques techniques propres à chacun des sites. Chaque tranche nucléaire est cependant organisée selon le même découpage global, qui comprend trois voire quatre ensembles principaux : l'îlot nucléaire, qui rassemble l'ensemble des équipements propres au fonctionnement d'un réacteur nucléaire, l'îlot conventionnel, qui rassemble les équipements classiques de production d'électricité à partir d'une chaudière, les équipements de prise et de rejet d'eau dans l'environnement, et le cas échéant la tour aérorefrigérante.

On distingue en général, pour abriter les différents équipements, un bâtiment réacteur, un bâtiment combustible, un bâtiment salle des machines, un bâtiment auxiliaire et plusieurs locaux et équipements annexes.

Figure 7 Implantation des principaux bâtiments des réacteurs
Plan de masse schématique des bâtiments des différents paliers de réacteurs du parc nucléaire français



Source : d'après IRSN, 2013

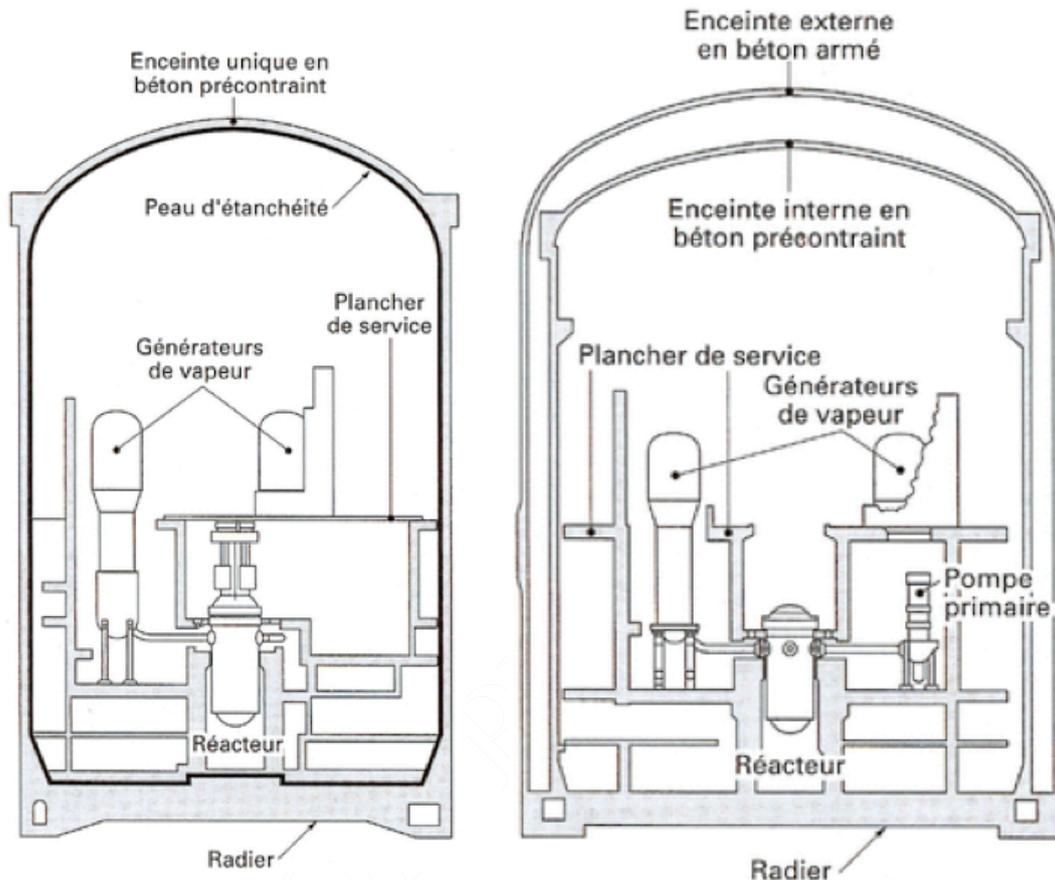
Le bâtiment réacteur (BR) contient le réacteur nucléaire à proprement parler, ainsi que l'ensemble du circuit primaire : la cuve, le pressuriseur, les générateurs de vapeur et les pompes primaires. L'ensemble est abrité par une enceinte de confinement en béton dont les caractéristiques varient selon les paliers de réacteurs.

Parmi les équipements présents dans ce bâtiment, on distingue principalement :

- la cuve, qui est un cylindre vertical qui peut atteindre pratiquement 14 mètres de haut et 5 mètres de diamètre sur les réacteurs N4, avec une épaisseur de l'ordre de 23 cm. La cuve est équipée d'un fond de cuve et d'un couvercle, tous deux traversés par plusieurs dizaines d'ouvertures qui constituent autant de points de fragilité identifiés. Les pénétrations de fond de cuve, présentes sur tous les réacteurs sauf sur le palier N4, servent à introduire dans la cuve différentes sondes d'instrumentation du fonctionnement du cœur. Les traversées de couvercle de cuve servent, outre au même type d'instrumentation, à la manipulation des mécanismes de commande des barres de contrôle. Ces barres métalliques sont composées de matériaux à fort pouvoir d'absorption des neutrons et permettent, en les insérant plus ou moins dans le réacteur, d'en contrôler voire d'en arrêter la réaction de fission en chaîne ;
- le pressuriseur (qui génère l'énorme pression nécessaire au maintien à l'état liquide de l'eau dans la cuve et le circuit primaire) et les pompes primaires (qui assurent l'injection de l'eau du circuit primaire dans la cuve), qui sont également des équipements lourds ;

- les générateurs de vapeur, qui prennent chacun la forme d'un grand cylindre vertical, atteignant plus de 20 mètres de haut (contre plus de 3 m de diamètre en partie basse, et plus de 4 m en partie haute), dans lequel circulent selon les modèles 3 500 à 5 600 tubes fins d'échange de chaleur entre circuit primaire et secondaire.

Figure 8 Schéma de principe des enceintes de bâtiments réacteurs du parc EDF
Enceinte simple avec liner des réacteurs 900 MW et enceinte double sans liner des réacteurs 1.300 / 1.450 MW



Source : IEER / WISE-Paris, 2012 (d'après Costaz J.-L., avril 1987)

L'enceinte du bâtiment réacteur joue à la fois un rôle de confinement des matières radioactives présentes dans le circuit primaire et de protection du réacteur contre les agressions que peuvent constituer des événements naturels ou causés par l'homme dans l'environnement proche du site. Elle obéit à deux conceptions différentes selon les paliers en exploitation :

- 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 standard qui présente une épaisseur de 3,5 m – sauf pour les deux premiers réacteurs construits en France, à Fessenheim, dont le radier présente une épaisseur de 1,5 m seulement ;
- l'enceinte des 20 réacteurs du palier 1.300 MW 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 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, et 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. L'enceinte interne doit assurer une certaine étanchéité, mais elle n'est pas recouverte d'une peau métallique étanche contrairement au

palier 900 MW. 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, assure également une fonction dynamique d'étanchéité ;

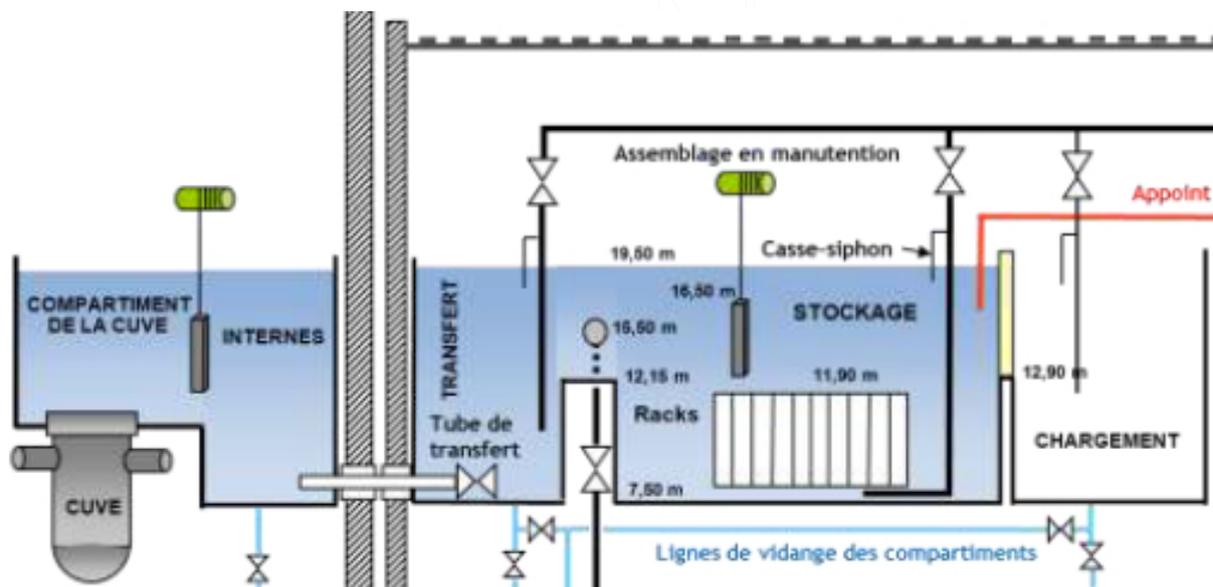
- dans le cas du réacteur EPR en construction, le principe d'une double paroi en béton a été retenu, avec des dimensions portées à 130 cm pour le cylindre et 90 cm pour le dôme pour l'enceinte interne en béton précontraint, et 130 cm pour la paroi externe en béton armé. Mais contrairement aux enceintes double paroi des paliers P4, P'4 et N4 qui visaient par ce biais à faire l'économie d'une peau interne étanche en inox, la double enceinte du réacteur EPR doit également être équipée d'une telle peau.

Le deuxième bâtiment essentiel de l'îlot nucléaire est le bâtiment combustible (BK). Ce bâtiment abrite la piscine d'entreposage du combustible ainsi que ses systèmes d'alimentation en eau et de refroidissement. La piscine est en effet principalement destinée à la désactivation du combustible irradié³⁸, qui dégage une chaleur résiduelle importante qui doit être évacuée par le renouvellement permanent de l'eau borée de la piscine. Celle-ci sert aussi à l'entreposage du combustible neuf livré au réacteur avant son chargement dans le cœur.

Le bâtiment combustible est donc relié à l'extérieur d'une part, et au bâtiment réacteur d'autre part, et équipé de matériel de manutention pour le transfert du combustible. Ce matériel permet notamment de transférer, sous eau, le combustible neuf de la piscine vers le bâtiment combustible, et le combustible usé en sens inverse, via un canal appelé tube de transfert (où les assemblages combustibles, par ailleurs manipulés en suspension verticale, sont passés en position horizontale), et un sas étanche entre les deux bâtiments.

Figure 9 Schéma de principe de fonctionnement des piscines d'entreposage

Fonctionnement de la piscine des réacteurs 900 MW dans la phase de déchargement et rechargement du cœur



Source : IRSN, 2012

38. Le combustible usé du cœur est régulièrement remplacé par du combustible neuf, au rythme d'un tiers du cœur tous les 18 mois environ, ou d'un tiers du cœur tous les 12 mois selon les modes de gestion de chaque réacteur. Le combustible est maintenu deux à trois ans au moins dans la piscine de désactivation avant son évacuation vers un entreposage de plus longue durée (dans la stratégie de gestion par retraitement actuelle, cette évacuation se fait vers l'usine de retraitement de La Hague où le combustible est également stocké dans des piscines).

Le bâtiment combustible permet également de charger et de décharger, via un compartiment séparé de chargement qui est alors mis lui aussi sous eau, les lourds châteaux de transport du combustible neuf et du combustible irradié³⁹. Deux systèmes différents existent selon les paliers :

- dans les réacteurs 900 MW et dans les réacteurs 1.300 MW du palier P4, le transfert du château dans la piscine s'effectue par le haut : le château, livré à sec sous la piscine, est levé pour être déposé dans celle-ci avant d'y prélever le combustible neuf (et inversement pour évacuer du combustible usé) ;
- dans les réacteurs 1.300 MW du palier P'4 et pour le palier N4, le transfert du château dans la piscine s'effectue par le bas, via une fosse de déchargement et un soufflet métallique étanche s'ajustant sous la piscine au château de combustible.

Enfin, l'îlot nucléaire comprend, dans ces deux bâtiments ainsi que dans le bâtiment auxiliaire, l'ensemble des circuits et systèmes assurant le fonctionnement et la sûreté du cœur du réacteur et de la piscine : systèmes de pilotage, de contrôle et de mesure, systèmes annexes de refroidissement et d'injection d'eau, systèmes électriques, etc. Il comprend également des systèmes supports importants dont le traitement des effluents, les systèmes de ventilation, et les groupes électrogènes à moteur Diesel qui assurent l'alimentation électrique de sauvegarde (en cas de perte d'alimentation par le réseau très haute tension extérieur).

Au sein de l'îlot nucléaire sont également implantés les locaux d'exploitation, essentiellement constitués de la salle de commande du réacteur.

Par ailleurs, l'îlot nucléaire contient les systèmes d'évacuation de la vapeur vers l'îlot conventionnel, le circuit secondaire circulant bien entendu entre les deux. L'îlot conventionnel est principalement constitué du bâtiment de la salle des machines. Ce bâtiment, qui peut atteindre une dimension de 50 mètres par 100 mètres environ, abrite le groupe turbo-alternateur (turbine à vapeur et alternateur) ainsi que les composants restants du circuit secondaire (condenseur et turbopompes alimentaires).

Enfin, le réacteur comprend différents ouvrages et postes complémentaires :

- les ouvrages de prise d'eau sur la source froide naturelle, souvent partagés entre les différentes tranches de la centrale, et de disposition très variable selon les sites, ainsi que la station de pompage correspondante ;
- dans le cas d'un réacteur en cycle semi-fermé, le site comprend des tours de refroidissement, dont la dimension dépend de la dimension des réacteurs et de la configuration du site, mais peut atteindre au maximum 178 mètres de haut pour 155 mètres de diamètre à la base dans la centrale de Civaux ;
- un ou plusieurs postes électriques assurent la connexion au réseau électrique national à très haute tension par l'intermédiaire d'une ou plusieurs lignes à haute tension. Ces équipements permettent également une interconnexion entre les tranches permettant d'alimenter l'une par l'autre en cas de défaillance du réseau.

C. Principales fonctions de sûreté

La sûreté des réacteurs nucléaires s'appuie sur une doctrine de défense en profondeur, qui vise à développer des lignes de défense successives en matière de prévention des incidents ou des accidents et de mitigation de leurs éventuelles conséquences. Elle s'appuie pour cela sur différentes dispositions de nature matérielle et organisationnelle, et notamment sur une série de barrières de protection entre les matières radioactives et les personnes (travailleurs de la centrale et population) et l'environnement d'une part, et sur la combinaison et la redondance des équipements nécessaires à la sûreté d'autre part.

³⁹. Typiquement, un emballage couramment utilisé pour ce transport, le colis TN 12, prend une forme proche d'un cylindre de plus de 6 mètres de long et 2,5 mètres de diamètre, pesant près de 100 tonnes à vide et jusqu'à 110 tonnes une fois chargé.

Figure 10 Sûreté et défense en profondeur

Niveaux 1 à 5 de la doctrine de défense en profondeur appliquée à la sûreté des réacteurs nucléaires



Source : d'après IRSN, 2011

On distingue classiquement cinq niveaux successifs de défense en profondeur, chacun s'appliquant en complément du précédent à mesure que l'on va vers des conditions de plus en plus dégradées :

- Niveau 1 : fonctionnement normal. Ce premier niveau de sûreté consiste à développer la prévention des anomalies et des défaillances des systèmes en fonctionnement normal. Il s'agit d'une part de s'assurer à la conception et à la réalisation de la fiabilité et de la robustesse de l'installation, et d'autre part de s'assurer au fil du temps de la conformité de l'installation à ce niveau de qualité ;
- Niveau 2 : détection et correction pour le maintien dans le domaine autorisé. L'objectif est ici, en cas d'incident lié à un écart par rapport au fonctionnement normal, de détecter la situation anormale et d'appliquer des mécanismes correctifs pour revenir à des conditions de fonctionnement normal, c'est-à-dire aux conditions d'exploitation autorisée du réacteur ;
- Niveau 3 : sauvegarde et maîtrise du domaine de conception. Ce niveau concerne des situations d'accidents qui sortent du domaine précédent, mais dont il a été prévu à la conception du réacteur qu'ils puissent être gérés sans conséquences graves – qu'on qualifie également d'accidents de dimensionnement⁴⁰. L'objectif est alors d'assurer le retour à un état sûr grâce à des systèmes que l'on qualifie de sauvegarde et à des procédures spécifiques ;
- Niveau 4 : limitation des conséquences d'un accident grave. Si ce retour à l'état sûr n'est pas maîtrisé, on entre alors dans des scénarios d'accident hors dimensionnement qui conduisent notamment à la fusion partielle ou totale du cœur du réacteur⁴¹. L'objectif est alors de maîtriser de tels accidents graves par la mise en œuvre de matériels et de procédures spécifiques destinés à garantir le confinement des matières nucléaires et à limiter les rejets à l'environnement ;
- Niveau 5 : gestion de crise et protection des populations. Ce niveau porte sur la limitation des conséquences d'un accident pour les populations et mobilise essentiellement l'organisation et les moyens de gestion de crise prévus dans les plans d'urgence de l'exploitant ainsi que des pouvoirs publics. La protection des populations ne repose pas sur des dispositifs matériels mais essentiellement sur la mise en œuvre de mesures de mise à l'abri dans les bâtiments, d'évacuation, de

40. Le terme de dimensionnement désigne le type de phénomène et leur niveau d'intensité contre lesquels il a été prévu de rendre le réacteur robuste à la conception. On distingue ainsi des situations de dimensionnement dans lesquelles le réacteur doit rester intègre (niveau 3) et des situations hors dimensionnement, dont certaines peuvent également être étudiées à la conception, où le réacteur ne conserve pas son intégrité et où l'objectif est de réduire l'ampleur et les conséquences de cette dégradation (niveau 4).

41. Le phénomène de fusion du cœur désigne la situation la plus redoutée dans un réacteur où, suite à une dégradation du circuit primaire et/ou de son refroidissement, l'échauffement des matériaux combustibles à l'intérieur du cœur conduit à leur fusion. Celle-ci peut en effet conduire à la perte du confinement de la cuve, la libération du matériau fondu (appelé corium) dans l'enceinte pouvant à son tour entraîner différents phénomènes conduisant à la rupture, par explosion ou par pénétration du radier, de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur.

distribution de pastilles d'iode, de restriction de la consommation d'eau ou d'aliments, etc. établies notamment par les Plans particuliers d'intervention (PPI).

L'objectif de la défense en profondeur est de faire en sorte qu'à chaque niveau, sauf le cinquième, les dispositifs de sûreté réduisent le risque et limitent les conséquences d'une évolution vers des situations plus graves, c'est-à-dire relevant du niveau suivant. Pour cela, la sûreté mêle étroitement, dans chacune de ces lignes de défense, des moyens matériels, organisationnels et humains. On s'intéresse plus spécifiquement dans cette étude, qui porte sur la définition et l'évaluation des besoins de renforcement matériel des réacteurs, à la première de ces trois catégories. Dans ce domaine, que l'on désigne classiquement en sûreté sous le terme de systèmes, structures et composants (SSC), les principales fonctions de sûreté portent sur le confinement des matières, sur le contrôle du réacteur, sur la sauvegarde en cas d'accident et sur la maîtrise des accidents graves.

Ces fonctions mobilisent un très vaste ensemble d'éléments d'une très grande variété. Parmi les matériels importants pour la sûreté, on peut notamment distinguer les barrières de confinement, les éléments de contrôle et de suivi de la conduite du réacteur, les circuits d'appoint et de sauvegarde, les éléments liés à l'alimentation électrique, les systèmes de ventilation, de lutte contre l'incendie, et enfin les protections contre l'inondation ou encore contre les séismes.

Le confinement des matières nucléaires par des barrières successives constitue un des principes les plus fondamentaux de la sûreté. Dans les réacteurs nucléaires, la première barrière de confinement est formée par les gaines en zirconium des crayons qui constituent les assemblages de combustible⁴². Cette barrière est ensuite complétée :

- dans le bâtiment réacteur, le circuit primaire constitue une deuxième barrière dont la résistance de chaque composant et de leurs jonctions, et leur tenue dans le temps constitue donc un enjeu majeur⁴³. Enfin, l'enceinte de confinement, avec sa simple ou double paroi en béton complétée ou non d'une peau étanche en inox, forme une troisième barrière de confinement ;
- dans le bâtiment combustible, en revanche, si l'eau de la piscine joue le rôle de deuxième barrière, la construction du bâtiment lui-même n'offre pas, dans les réacteurs existants, de troisième barrière robuste. Il n'est protégé que par un bardage métallique. Dans le réacteur EPR en construction, une enceinte de confinement résistante pour le bâtiment combustible est prévue.

La deuxième fonction primordiale est la conduite sûre du réacteur. Un nombre varié d'équipements permettent la surveillance, le contrôle et la conduite de la réaction nucléaire dans le cœur. On distingue parmi ces composants les pièces mécaniques internes au cœur, et les systèmes externes :

- les composants internes de la cuve, tels que les barres de contrôle, les ancrages, les grilles de maintien au sommet et à la base, ainsi que la grille d'espacement et le tube d'instrumentation, sont destinés à maintenir la géométrie du cœur et à assurer le contrôle de sa réactivité ;
- les éléments externes incluent divers systèmes électroniques et électromécaniques permettant la surveillance et le contrôle de la conduite du cœur ;
- de la même manière, même s'ils sont globalement moins complexes et moins diversifiés, différents dispositifs équipent la piscine de désactivation afin de permettre sa surveillance et le contrôle de son bon fonctionnement.

42. Le combustible des réacteurs REP est formé de pastilles cylindriques d'environ 1 cm rassemblées dans des crayons en zirconium d'environ 4 mètres de long, lesquels sont eux-mêmes rassemblés en grappes, ou assemblages, d'environ 17 x 17 crayons.

43. Ainsi, les éléments de la cuve, forgés à partir d'acier ferritique (de type 16MND5); sont recouverts par un revêtement intérieur en acier inoxydable (de type 316LN ou 304 austénitique). Les composants du circuit primaire (tubes, pressuriseur, pompes primaires...) sont principalement fabriqués en acier austénitique (type 304). Les jonctions sont réalisées en alliage d'inconel (600 ou 690, essentiellement 60-75 % de nickel, 15-25 % de chrome et 7-15 % de fer). Enfin, les tubes des générateurs de vapeur, qui complètent le circuit primaire, sont également fabriqués en inconel.

Une dimension essentielle de cette fonction de conduite sûre est l'automatisation d'un certain nombre de procédures de mesure, de régulation et de protection à travers le système de contrôle-commande. Ce système, complexe, est globalement organisé en trois niveaux : l'instrumentation (capteurs et actionneurs), les automatismes, et la conduite (les interfaces homme / machine en salle de commande). Les systèmes mis en place sur les premiers réacteurs étaient entièrement analogiques. Les systèmes implantés sur les réacteurs du palier N4 sont pour la première fois des systèmes entièrement numériques.

Le fonctionnement sûr du réacteur s'appuie également sur un certain nombre de circuits importants pour la sûreté, parmi lesquels on peut distinguer :

- les circuits auxiliaires, intervenant en fonctionnement normal ou lors de la mise à l'arrêt du réacteur pour assurer la maîtrise de la réactivité du cœur et l'évacuation de la chaleur du circuit primaire comme de la puissance résiduelle des combustibles. Ces circuits sont le système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV) et le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA), ainsi que le circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR) ;
- les circuits de sauvegarde du réacteur. Il s'agit principalement du circuit d'injection de sécurité (RIS), chargé de palier à une fuite du circuit primaire en y réinjectant de l'eau de refroidissement, du circuit d'aspersion dans l'enceinte du bâtiment réacteur (EAS), et du circuit d'eau alimentaire de secours des générateurs de vapeur (ASG) ;
- les circuits complémentaires que sont d'une part le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), qui forme un circuit fermé entre la source froide et les circuits précédents pour assurer le refroidissement d'un certain nombre d'équipements nucléaires, et d'autre part le circuit d'eau brute secourue (SEC) qui assure le refroidissement du circuit RRI à partir de la source froide. Ce circuit intermédiaire n'existe cependant pas dans les réacteurs du palier CP0 entre la source froide et le circuit d'aspersion.

La sûreté repose également sur le maintien de l'alimentation électrique de l'ensemble des nombreux équipements nécessitant de l'électricité pour fonctionner, qui repose notamment sur les tableaux électriques du bâtiment auxiliaire. Parmi les équipements les plus importants pour la sûreté figurent les groupes électrogènes de secours, constitués de gros moteurs Diesel, qui doivent assurer l'alimentation électrique de sauvegarde en cas de perte de l'alimentation externe par le réseau. Chaque réacteur dispose actuellement de deux groupes Diesel, auxquels s'ajoutent deux groupes Diesel d'ultime secours (DUS) par site. Il est prévu de doter le réacteur EPR de deux trains séparés et renforcés de deux groupes Diesel chacun.

Les systèmes de ventilation et de filtration jouent également un rôle important. En fonctionnement normal ou dégradé, les systèmes de ventilation contribuent notamment au confinement des matières radioactives par la mise en dépression des locaux. Le système de dépressurisation de la couronne séparant les deux enceintes béton des réacteurs des paliers P4, P'4 et N4 apporte une contribution essentielle à l'étanchéité du bâtiment réacteur. Différents systèmes de filtration des rejets permettent la maîtrise des relâchements de radioactivité dans l'environnement.

Un dispositif particulier dans ce domaine concerne la gestion des accidents graves : il s'agit du dispositif d'éventage et de filtration dit U5, qui consiste essentiellement en un filtre à sable destiné à retenir une partie des matières radioactives en cas de recours à une dépressurisation volontaire de l'enceinte de confinement⁴⁴. Les réacteurs 1.300 et 1.450 MW sont équipés d'un dispositif U5 par tranche, et les réacteurs 900 MW d'un dispositif U5 commun pour deux tranches.

Un autre dispositif spécifique à la gestion des accidents graves est l'implantation de recombineurs catalytiques d'hydrogène destinés à prévenir le risque d'explosion d'hydrogène⁴⁵.

44. Dans le cas d'un accident conduisant à la fuite de matières radioactives du circuit primaire vers l'atmosphère confinée du bâtiment réacteur et d'une montée en pression du bâtiment sous l'effet de cette fuite, il est prévu de procéder à des rejets pour dépressuriser l'enceinte et éviter ainsi sa rupture.

45. Dans le cas d'un accident avec perte de confinement du circuit primaire, le découvrage des gaines en zircaloy du combustible dans le cœur peut conduire à la production d'importantes quantités d'hydrogène qui s'accumule dans l'enceinte et peut provoquer une violente explosion. Les recombineurs d'hydrogène fonctionnent de manière passive en

Les fonctions de sûreté comprennent enfin les éléments de lutte contre l'incendie d'une part, et contre les agressions externes telles que les inondations ou les séismes d'autre part. La protection contre l'incendie comprend des dispositifs anti-feu, des dispositifs de cloisonnement des différents locaux, et des circuits d'eau spécifiques destinés à la lutte contre l'incendie.

La protection contre les agressions externes accidentelles⁴⁶ concerne essentiellement la protection hydraulique et mécanique des équipements contre les risques d'inondation, de séisme ou de chute d'avion⁴⁷. La protection peut également couvrir le risque d'agression de certaines parties de l'installation par d'autres, notamment celui de chute d'équipements ou d'ouvrages sur d'autres et le risque d'inondation interne. Pour chaque type d'agression, un classement des systèmes, structures et composants intéressant la sûreté à protéger et du niveau de protection à assurer est défini. Les dispositifs les plus importants pour la sûreté dans ce domaine sont :

- la protection volumétrique de l'ensemble de la centrale, qui vise à protéger le site contre le risque d'inondation à une certaine cote correspondant au risque maximum retenu pour le site ;
- la protection parasismique des équipements classés pour la sûreté, qui vise à garantir la tenue de ces équipements à différents niveaux par rapport au risque de séisme estimé sur le site.

Le dimensionnement de ces protections contre les agressions externes est donc déterminé, sur la base d'une règle générale d'évaluation des risques et de choix du critère de protection, à des niveaux propres à chacun des sites en fonction des caractéristiques géographiques qu'il présente.

d. Principaux accidents graves considérés

L'IRSN a publié récemment un ouvrage qui récapitule les connaissances acquises sur les accidents graves de réacteurs et propose pour cela une description synthétique de l'ensemble des situations redoutées comme pouvant mener à un accident de fusion du cœur et de l'ensemble des phénomènes redoutés comme conséquences d'une telle fusion⁴⁸. Ce phénomène, ignoré à la conception des premiers réacteurs, a depuis été intensivement étudié, à partir notamment de l'accident de Three Mile Island, aux États-Unis en 1979, qui a démontré la possibilité qu'une telle fusion survienne dans des conditions accidentelles. En comparaison, les risques liés à la dégradation du combustible dans la piscine de désactivation n'ont été que plus récemment et moins intensivement étudiés.

• Scénarios pouvant mener à la fusion du cœur

Dans les analyses de sûreté développées et appliquées depuis la conception des réacteurs d'EDF, les différents scénarios susceptibles de conduire à un accident grave sont principalement classés en dix grandes catégories en fonction du type d'événement initiateur de l'accident. Sans entrer dans le détail de chacun des scénarios correspondants, on peut identifier les principaux éléments matériels dont la défaillance joue un rôle important dans l'origine ou dans le déroulement de l'accident.

catalysant l'hydrogène avec l'oxygène présent dans l'atmosphère de l'enceinte, visant ainsi à maintenir la concentration d'hydrogène sous le seuil pouvant conduire à une explosion.

46. Le terme d'agressions externes s'applique à tous les événements extérieurs aux installations susceptibles de dégrader leur situation. On distingue en général les agressions externes naturelles, qui comprennent notamment les séismes et les inondations, mais également les tempêtes, les grands froids ou les grands chauds, etc., les agressions externes industrielles qui peuvent être causées par un accident lié à une installation industrielle ou une infrastructure de transport dans l'environnement proche de la centrale, et les agressions externes liées à des actes de malveillance. Ces dernières relèvent non pas de la sûreté mais de la sécurité nucléaire, et ne sont pas traitées dans le cadre de la présente étude.
47. Les chutes d'avion prises en compte dans le cadre de la sûreté des réacteurs actuels sont celles d'avions de tourisme. Seul l'EPR intègre des dispositions de protection contre la chute d'un avion de ligne.
48. D. Jacquemain (Coord.), *Les accidents de fusion du cœur des réacteurs nucléaires de puissance*, IRSN / EDP Sciences, Collection sciences et techniques, 444 p., novembre 2013. De façon intéressante, ce rapport souligne que « les enseignements préliminaires tirés de l'accident de Fukushima Daiichi ne semblent pas fondamentalement remettre en question les connaissances relatives à la phénoménologie des accidents de fusion du cœur ou faire ressortir de nouveaux phénomènes ignorés jusqu'à présent. Cependant, deux ans après l'accident, le déroulement complet de la séquence accidentelle n'est pas encore précisément établi. (...) Pour cette raison, il paraît prématuré à ce stade de présenter des enseignements de l'accident de Fukushima pour la phénoménologie des accidents de fusion du cœur ».

On distingue classiquement, dans la démarche de sûreté :

- l'accident de perte de réfrigérant primaire, ou APRP (également connu sous le nom de LOCA, pour « loss of cooling accident ») est initié par une brèche dans le circuit primaire (à l'exception d'une rupture de la cuve elle-même, écartée à la conception). Le circuit d'injection de sécurité (RIS), qui doit maintenir l'inventaire en eau de la cuve, et le système d'aspersion dans l'enceinte (EAS), nécessaire en cas de brèche importante, sont les deux principaux dispositifs de sauvegarde dont la défaillance peut conduire à une fusion du cœur ;
- il existe également des situations, dites V-LOCA, où la brèche du circuit primaire se situe dans une connexion avec un autre circuit à l'extérieur de l'enceinte (par exemple sur la barrière thermique d'une pompe primaire), ce qui empêche le fonctionnement du RIS en recirculation fermée à l'intérieur de l'enceinte ;
- les accidents de rupture de tuyauterie secondaire désignent des brèches survenant soit sur les tuyauteries d'alimentation en eau d'un générateur de vapeur (RTE), soit sur les tuyauteries de vapeur qui lui sont reliées (RTV). Il en résulte une évacuation plus rapide de l'énergie du circuit primaire dont la pression et la température augmente, ce qui peut réduire la maîtrise de sa réactivité. Le blocage de barres de commande hors du cœur, l'échec de fermeture des vannes d'isolement du générateur de vapeur concerné, des défaillances de l'EAS ou de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) figurent, selon qu'il s'agit d'un RTE ou d'un RTV, parmi les principaux facteurs pouvant conduire à une fusion du cœur ;
- la rupture partielle (fuite) ou complète d'un ou plusieurs tubes de générateur de vapeur (RTGV) peut constituer un événement initiateur ou résulter d'une brèche du circuit secondaire (cumul RTV+RTGV). Des défaillances sur le système d'isolement du générateur de vapeur concerné ou sur l'arrêt ou la mise en œuvre, selon les cas, du RIS font partie des éléments susceptibles de transformer cette situation en accident grave ;
- les accidents désignés sous la catégorie H1 regroupent les situations de perte de la source d'eau froide externe au site (cours d'eau ou mer) et les situations de perte des systèmes de refroidissement ne permettant plus d'évacuer l'énergie thermique par réinjection dans cette source froide. Le refroidissement est alors assuré par les circuits secondaires alimentés par l'ASG, dans la limite de son autonomie. La défaillance de l'ASG, ou un délai trop long pour rétablir une source froide externe, peut entraîner une fusion du cœur ;
- la perte totale d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (TGTA-H2) peut venir de la défaillance d'équipements nécessaires à leur alimentation normale et de secours. Ils deviennent alors inefficaces et laissent le circuit primaire s'échauffer. Une défaillance à la sollicitation ou dans le fonctionnement du RIS peut, là encore, être cause d'une fusion du cœur ;
- la catégorie H3 désigne l'ensemble des accidents résultant d'une perte totale des alimentations électriques due à la défaillance des tableaux secourus ou des alimentations externes (désignée sous le terme de manque de tension externe, ou MDTE) puis internes. La défaillance des moyens électriques d'ultime secours (groupe électrogène ultime sur les 900 MW, turbine à combustion sur les 1.300 MW et les N4), un délai trop long pour rétablir l'alimentation, la défaillance des turbopompes ASG (nécessaires à l'alimentation sans pompe électrique du circuit primaire) et de l'injection aux joints des pompes primaires figurent parmi les points clés des scénarios de fusion du cœur dans ces situations ;
- la perte des sources électriques internes (PDS) résulte d'une perte de tension d'un ou plusieurs tableaux électriques à basse tension. Elle peut notamment conduire à des scénarios de type TGTA-H2 ou à un échauffement et une brèche des joints des pompes primaires ;
- il est prévu, face à différents événements internes, un arrêt automatique du réacteur par insertion des barres de contrôle. L'échec de cet arrêt automatique entraîne des situations transitoires extrêmement critiques, dites ATWS (pour « anticipated transient without scram »). Le système n'est alors plus en mesure d'évacuer suffisamment la puissance du cœur, ce qui peut entraîner une fuite du circuit primaire par surpression, un endommagement du cœur, et des ruptures de tubes des générateurs de vapeur dues à la trop forte pression dans le circuit primaire ;

- les transitoires dans le circuit primaire (TRCP) désignent un ensemble de situations d'origines très variables ayant en commun d'agir sur la réactivité du cœur : fonctionnement intempestif du RIS, retrait incontrôlé d'une barre de contrôle, défaillance du RCV, perte progressive de la concentration de bore dans le circuit (dilution homogène du bore), ou encore formation locale d'un bouchon d'eau insuffisamment borée (dilution hétérogène du bore). Cette dernière est la situation la plus redoutée : elle peut conduire à une dégradation rapide, y compris de défaillance de l'enceinte de confinement par la surpression, et doit donc être « pratiquement éliminée » par des dispositions pratiques.

L'identification des différents scénarios d'accident fournit la base d'une étude probabiliste des arbres d'événements correspondants. L'étude probabiliste de sûreté de niveau 1 (EPS 1) conduite sur les réacteurs vise à identifier les séquences pouvant mener à une fusion du cœur (pouvant aller de très partielle à complète) et à en estimer la fréquence attendue. Elle peut être complétée par l'EPS de niveau 2, qui identifie la nature et l'ampleur et estime la fréquence des rejets dans l'environnement en cas d'accident grave, et par l'EPS de niveau 3, qui vise les probabilités en termes de conséquences pour la population de ces rejets.

Les EPS de niveau 1 concluent généralement à un risque d'accident grave de l'ordre de quelques centaines de milliers d'années de fonctionnement de réacteurs. Ainsi, l'IRSN obtient par exemple, pour le palier 900 MW, dans le référentiel de sûreté visé après la VD3, une fréquence totale de fusion du cœur de $7,5.10^{-6}$, décomposée par catégorie d'événement initiateur selon le tableau suivant. L'IRSN indique également que l'EPS 1 établie par EDF, qui constitue l'étude de référence dans ce domaine, conduit à une fréquence de fusion du cœur plus d'un tiers plus faible, à $4,6.10^{-6}$ par année.réacteur.

Tableau 2 Répartition par scénario de la fréquence calculée de fusion du cœur

Résultats de l'EPS 1 menée par l'IRSN pour les REP 900 MW CP1 et CP2 en référentiel post-VD3

Type de scénario d'accident grave (déclencheur)	Fréquence de fusion du cœur (par année.réacteur)	% de la fréquence totale de fusion du cœur
Perte de réfrigérant primaire (APRP)	$1,2.10^{-6}$	16 %
Perte de réfrigérant primaire hors enceinte (V-LOCA)	$2,2.10^{-7}$	2,9 %
Rupture d'une tuyauterie secondaire (RTE ou RTV)	$5,0.10^{-8}$	0,7 %
Rupture de tubes d'un générateur de vapeur (RGTV)	$1,1.10^{-8}$	0,1 %
Perte totale de la source froide ou des systèmes associés (H1)	$1,3.10^{-6}$	17 %
Perte totale de l'alimentation en eau des GV (TGTA-H2)	$1,0.10^{-6}$	14 %
Perte totale des alimentations électriques (H3)	$2,9.10^{-6}$	38 %
Perte des sources électriques internes (PDS)	$5,1.10^{-7}$	6,8 %
Transitoires avec échec de l'arrêt automatique (ATWS)	$3,3.10^{-8}$	0,4 %
Transitoires sur le circuit primaire (TRCP)	$3,0.10^{-7}$	4 %
Fréquence totale de fusion du cœur	$7,5.10^{-6}$	100 %

Source : IRSN, 2013

Il faut toutefois souligner que les études probabilistes menées à ce stade sur les réacteurs français restent incomplètes vis-à-vis de l'ensemble des événements initiateurs à prendre en compte. Si les EPS de niveau 1 et 2 ont été menées sur les défaillances internes aux réacteurs pour tous les paliers, les EPS relatives aux différentes catégories d'agressions internes ou externes restent, à l'exception de l'EPS sur les incendies pour le palier 900 MWe, en cours de développement.

Tableau 3 Études probabilistes de sûreté menées sur les réacteurs d'EDF

EPS disponibles et principales catégories d'événements initiateurs retenus par palier, à mi-2013

Palier	Événements pris en compte pour les EPS de niveau 1 et 2
Réacteurs de 900 MWe (CP0-CPY)	Défaillances internes au réacteur (EPS 1 et 2) Incendie (EPS 1)
Réacteurs de 1300 MWe (P4-P'4)	Défaillances internes au réacteur (EPS 1 et 2) En cours pour le réexamen de 3 ^{ème} visite décennale : - événements liés à la piscine du bâtiment combustible (EPS 1 et 2) - incendie et inondation internes (EPS 1) - séisme, agressions climatiques et inondation externe (EPS 1)
Réacteurs de 1400 MWe (N4)	Défaillances internes au réacteur (EPS 1 et 2) Prévu pour le réexamen de sûreté : EPS générale de niveau 2
Réacteur de 1650 MWe (EPR)	En vue de la demande d'autorisation de mise en service, révision de l'EPS 1 et préparation d'une EPS 2, qui prendront en compte : - événements internes au réacteur - événements liés à la piscine du bâtiment combustible - séisme - incendie et explosion internes - inondation interne

Source : ASN, 2013

De plus, comme on le verra par la suite à travers l'analyse des différents compléments apportés au référentiel de sûreté dans le cadre des réexamens de sûreté et des évaluations complémentaires de sûreté, ces études ne prennent à ce stade pleinement en compte ni les effets du vieillissement sur l'efficacité de la défense en profondeur, ni les failles mises en évidence par les premiers enseignements tirés de Fukushima. La prise en compte de ces phénomènes est susceptible d'augmenter la fréquence « attendue » de tels accidents.

• **Conséquences redoutées en cas de fusion du cœur**

Les scénarios décrits précédemment ont comme point commun d'aboutir à un phénomène de fusion du cœur. Celui-ci commence par le dénoyage des assemblages de combustible, qui ne sont alors plus totalement recouverts par l'eau du circuit primaire. Ce dénoyage peut, selon la nature et la gravité de l'événement initiateur et en l'absence d'action correctrice, prendre quelques minutes à plusieurs heures, voire plusieurs jours.

La partie dénoyée du combustible, n'étant plus suffisamment refroidie, s'échauffe sous l'effet de la puissance résiduelle. Les gaines de combustible en zircaloy se déforment d'abord sous l'effet de la chaleur, puis s'oxydent de façon de plus en plus rapide car cette réaction d'oxydation libère elle-même une forte chaleur. Elle libère également d'importantes quantités d'hydrogène susceptible de s'échapper et de s'accumuler dans l'enceinte de confinement.

À mesure que ces phénomènes se propagent, l'augmentation de la température dans le cœur conduit progressivement à la fusion des matériaux présents, d'abord les éléments métalliques puis les oxydes. À terme, la fusion conduit à un effondrement du cœur, d'abord localisé puis général, jusqu'à former l'amas de matières fondues et mélangées que l'on désigne sous le terme de « corium ». Celui-ci est maintenu en état de fusion par la puissance résiduelle liée au rayonnement des matières radioactives qu'il contient (essentiellement les produits de fission). Dans le même temps, les produits de fission les plus volatils s'échappent dans l'atmosphère de l'enceinte.

Enfin, l'effondrement du corium dans le fond de la cuve peut conduire à son percement, dans un délai qui varie de quelques dizaines de minutes à quelques heures en fonction de la masse de corium, de la puissance qu'elle dégage, et de la présence ou non d'eau. Lorsque le corium se dépose au fond du puits de cuve, il se produit une « interaction corium-béton » qui voit ce dernier se décomposer sous l'effet de la chaleur du corium. Cette interaction génère d'importantes quantités de gaz qui contribuent à la montée progressive en pression de l'enceinte de confinement.

Dans cette situation, plusieurs phénomènes sont particulièrement redoutés, car ils peuvent conduire à une rupture brutale de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur :

- l'échauffement direct des gaz de l'enceinte, qui se produit dans le cas où le circuit primaire est encore en pression lors du percement de la cuve, ce qui conduit à la dispersion de corium dans l'enceinte qui s'échauffe et fait monter très rapidement en pression les gaz contenus dans son atmosphère ;
- l'explosion d'hydrogène, liée à l'inflammation brutale de l'hydrogène dégagé au cours de la fusion lorsque sa concentration dépasse localement son seuil d'inflammabilité ;
- l'explosion de vapeur, qui peut résulter d'une interaction très énergétique entre le corium et l'eau qu'il risque de rencontrer, soit en fond de cuve, soit dans le puits de cuve situé sous celle-ci lorsqu'il la perce.

Dans les études de sûreté, cinq modes de défaillance de l'étanchéité de l'enceinte de confinement sont en général retenus :

- le mode α correspond à une rupture brutale suite à l'explosion de vapeur dans la cuve ou dans le puits de cuve (qui est notamment susceptible d'endommager l'enceinte par l'éjection violente de projectiles) ;
- le mode β désigne un défaut d'étanchéité de l'enceinte de confinement présent au début de l'accident ou apparaissant rapidement pendant son déroulement ;
- le mode γ est celui d'une défaillance brutale liée à une explosion d'hydrogène dans l'enceinte ;
- le mode δ correspond à une défaillance plus lente, qui consiste en une montée progressive en pression de l'atmosphère de l'enceinte jusqu'à dépasser ses limites d'étanchéité ;
- le mode ε est celui du percement du radier suite à l'attaque du béton par le corium.

À côté de ces différents scénarios qui conduisent tous à d'importants rejets de radioactivité dans l'environnement par perte d'étanchéité de l'enceinte elle-même, un autre mode de perte de confinement doit également être considéré. Il s'agit du mode V, qui rassemble l'ensemble des scénarios dits de bipasse, où les rejets vers l'environnement s'effectuent par l'intermédiaire de tuyauteries sortant de l'enceinte.

Enfin, les études menées après l'accident de Tchernobyl, en 1986 en Ukraine, ont montré la possibilité, avec une fréquence non négligeable, d'accidents dits d'insertion de réactivité, qui se traduisent par un accroissement brutal de la puissance nucléaire du cœur, susceptible de provoquer une explosion endommageant la cuve et l'enceinte de confinement.

Le tableau suivant précise les « termes sources », c'est-à-dire les hypothèses de rejets typiques de certaines situations accidentelles, retenues depuis 1979 dans la doctrine de sûreté française, et qui correspondent respectivement aux situations suivantes, dans un ordre de gravité décroissant :

- terme source S1 : une défaillance de l'enceinte quelques heures au plus après le début de l'accident ;
- terme source S2 : des rejets directs dans l'atmosphère après la perte d'étanchéité de l'enceinte un ou plusieurs jours après l'accident ;
- terme source S3 : rejets indirects et différés dans l'atmosphère par l'intermédiaire d'un filtre permettant une rétention significative des produits de fission.

Dans la pratique, les termes sources S1 et S2 sont considérés comme écartés par les dispositions actuelles de sûreté. Ainsi seul le terme source S3, correspondant à un scénario de rejet différé et filtré via le dispositif U5 dédié à cet effet, est retenu dans le référentiel de sûreté. C'est notamment ce scénario de terme source qui sert depuis les années soixante-dix de base pour l'établissement des PPI autour des sites.

Tableau 4 Termes sources d'un accident avec fusion du cœur

Résultats calculés pour un réacteur 900 MWe, en pourcentages de l'activité initiale des éléments dans le cœur

Éléments radioactifs rejetés	Terme source S1	Terme source S2	Terme source S3
Gaz rares	80 %	75 %	75 %
Iode non organique	60 %	2,7 %	0,3 %
Iode organique	0,7 %	0,55 %	0,55 %
Césium	40 %	5,5 %	0,35 %
Tellure	8 %	5,5 %	0,35 %
Strontium	5 %	0,6 %	0,04 %
Ruthénium	2 %	0,5 %	0,03 %
Lanthanides et actinides	0,3 %	0,08 %	0,05 %

Source : IRSN, 2013

L'accident de Fukushima, et les réévaluations de sûreté auxquelles il a conduit en France, ont clairement démontré que des hypothèses d'accident plus graves, et donc de terme source significativement plus important, devaient être prises en compte. Les effets du vieillissement, notamment vis-à-vis de la tenue de la cuve des réacteurs comme de leur enceinte, pourraient amener, en cas de prolongation de la durée de vie, à devoir envisager des hypothèses encore plus pénalisantes en termes de ruine rapide de la deuxième et de la troisième barrières de confinement.

• Scénarios de fusion du combustible en piscine

Le risque lié aux accidents de fusion en piscine est globalement moins considéré. Le combustible entreposé dans le bâtiment combustible présente pourtant un danger important, que le déroulement de l'accident survenu à Fukushima a là aussi mis en évidence.

Différents types d'événements, eux-mêmes susceptibles d'être initiés par des agressions externes ou internes ou par des erreurs humaines, peuvent en effet conduire à un dénoyage du combustible dans la piscine de désactivation. Ce dénoyage conduit au mêmes phénomènes d'échauffement, de déformation, d'oxydation des gaines de zircaloy, de dégagement d'hydrogène et de produits de fission, et de risque de fusion du combustible lui-même.

Si la puissance résiduelle des combustibles déchargés du cœur est par définition moindre, et si les conditions initiales de température et de pression ne sont pas aussi pénalisantes que dans la cuve du réacteur, ces phénomènes sont toutefois susceptibles de conduire également à d'importants rejets radioactifs, compte tenu notamment de l'absence de confinement statique du bâtiment combustible et de la très faible résistance du bardage métallique qui lui sert de couverture à une forte montée en pression de l'atmosphère du bâtiment, voire à une explosion d'hydrogène.

EDF considère d'une manière générale que ce risque est négligeable. Ainsi, l'IRSN rapporte les résultats des EPS de niveau 1 conduites par EDF sur le risque représenté par les piscines dans le cadre de la préparation de la troisième visite décennale du palier 1300 MW⁴⁹. Deux types de séquences sont étudiés dans l'EPS menée par EDF, avec des résultats sensiblement inférieurs, en termes de fréquence, aux résultats observés sur les réacteurs :

- pour les séquences de perte de refroidissement, la fréquence de découverture du combustible en piscine obtenue est inférieure à 10^{-8} par année-réacteur, d'où EDF ne juge selon l'IRSN pas nécessaire de mettre en œuvre des modifications matérielles ou d'exploitation ;
- pour les séquences de vidange rapide de la piscine, la fréquence de découverture d'un combustible est de quelques 10^{-8} par année-réacteur pour le combustible entreposé dans la piscine elle-même, et de 10^{-7} par année-réacteur pour un assemblage combustible en cours de manutention, ce qui donne lieu à quelques propositions de modifications opératoires et matérielles.

49. IRSN, Synthèse du rapport de l'IRSN sur les Études probabilistes de sûreté de niveau 1 développées par EDF dans le cadre du réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale des réacteurs de 1300 MWe, 10 mai 2012.

L'IRSN a globalement critiqué les résultats de ces évaluations probabilistes, qui doivent être réévalués en prenant en compte un certain nombre d'hypothèses ou de phénomènes écartés par EDF⁵⁰. La révision du risque associé au combustible entreposé dans la piscine de désactivation est bien un des enjeux majeurs des réévaluations de sûreté en cours.

Plus généralement, la sûreté des réacteurs, telle qu'elle a été conçue, témoigne de faiblesses vis-à-vis des scénarios d'accident majeur que les enjeux associés au vieillissement d'une part, et les leçons tirées de Fukushima d'autre part, ne font qu'amplifier. La réévaluation de sûreté engagée sur chacun de ces deux plans est susceptible d'avoir des conséquences majeures en termes d'évolution des exigences de sûreté, et par suite des besoins de renforcement associés à une poursuite d'exploitation du parc de réacteurs.

VERSION PROVISOIRE

50. Ainsi, l'IRSN demande à EDF de compléter ses EPS en prenant en compte les points suivants :

- intégrer des séquences de vidange rapide écartées dans les hypothèses, telles que le siphonage à la suite d'une erreur de lignage ou une vidange gravitaire par la liaison du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines avec un autre circuit (refroidissement du réacteur à l'arrêt),
- évaluer certaines pertes de refroidissement non considérées, comme une perte d'alimentation électrique de longue durée ou une perte du système de refroidissement intermédiaire (RRI), ou une défaillance de cause commune aux deux voies du système de refroidissement de la piscine,
- réévaluer les probabilités d'indisponibilité de certains systèmes,
- compléter l'analyse par une étude de vulnérabilité aux agressions des systèmes valorisés par EDF pour prévenir le découverture d'un combustible entreposé ou en cours de manutention.

4. Enjeux de sûreté

La question des renforcements à apporter aux réacteurs dans la perspective d'une éventuelle prolongation de leur durée de vie marque une rupture avec l'amélioration continue de la sûreté qui accompagne la poursuite actuelle de leur exploitation. L'échéance des 40 ans de durée de vie doit s'accompagner, conformément à la réglementation en vigueur – et en supposant que les réacteurs franchissent effectivement le cap du troisième réexamen de sûreté comme cinq d'entre eux l'ont déjà fait –, d'un réexamen de sûreté très différent des précédents.

Ce rendez-vous est en effet marqué par deux processus majeurs et inédits :

- quelques soient les discussions sur la durée de conception effectivement prévue à l'origine des réacteurs actuellement exploités par EDF, elles tournent en général autour d'une fourchette allant de 30 à 40 ans. Aussi, l'échéance des 40 ans est celle où les réacteurs vont, en tout état de cause, définitivement sortir de leur domaine de dimensionnement initialement prévu en termes de tenue des équipements et des ouvrages au vieillissement. La prise en compte de l'état réel des dispositifs n'est dès lors plus qu'une question de vérification de conformité. Les phénomènes de vieillissement doivent être pleinement intégrés à la démonstration de sûreté, ce qui est d'autant plus difficile que leur évolution reste largement incertaine ;
- quelques soient les premières traductions concrètes en termes de renforcement qui sont tirées de la réévaluation de la sûreté des réacteurs après la catastrophe de Fukushima, le processus de retour d'expérience prendra au total, aux dires mêmes de l'ASN, une dizaine d'années environ pour être complet. Le rendez-vous des 40 ans marquera donc, pour les réacteurs dont l'objectif serait de prolonger la durée de vie, le moment privilégié pour intégrer pleinement dans leurs exigences de sûreté les leçons tirées de cet accident, qui sortent également les réacteurs de leur domaine de dimensionnement actuel.

Le défi consistera donc, en cas de prolongation des réacteurs au delà de 40 ans, à concilier ces contraires : d'un côté, une dégradation des marges de sûreté par rapport au dimensionnement initial, liée au vieillissement, et de l'autre, un relèvement des exigences de sûreté par rapport au dimensionnement initial, lié au retour d'expérience de Fukushima.

Il convient donc, avant d'examiner plus loin comment ces enjeux de sûreté commencent d'ores et déjà à être pris en compte, et surtout comment ils pourraient être pris en compte dans le cadre d'une prolongation au delà de 40 ans, de préciser ces enjeux. On s'intéresse donc ici successivement à ces deux problématiques. Ainsi, on rappelle d'abord quels sont les principaux problèmes de sûreté associés au vieillissement, qu'ils touchent les éléments uniques et non remplaçables tels que la cuve ou l'enceinte ou au contraire les équipements les plus diffus, et la façon dont ces phénomènes sont aujourd'hui gérés. Puis on examine les défaillances de la démonstration actuelle de la sûreté des réacteurs qui ont pu être mises en évidence par l'accident de Fukushima, et les enjeux qui se posent en termes d'amélioration de la robustesse des centrales.

4.1. Enjeux du vieillissement

Le vieillissement des réacteurs désigne l'effet du temps sur leur performance, y compris sur le plan de la sûreté. Cet effet commence dès le début de la vie du réacteur et s'amplifie avec les années. Il s'agit donc à la fois d'un phénomène inéluctable et globalement irréversible, même si de nombreuses mesures correctives peuvent être introduites pour en compenser ou en retarder les conséquences.

a. Problématique du vieillissement

Les réacteurs nucléaires constituent des systèmes très complexes, comportant des milliers d'équipements de nature extrêmement variée, assez peu évolutifs dans leur structure et dans leur fonctionnement mais conçus pour être exploités plusieurs dizaines d'années. L'effet du temps sur ces installations est double : le vieillissement comporte à la fois un volet physique de sénescence des matériels, et un volet technologique d'obsolescence de la conception et des équipements.

Le vieillissement est avant tout un phénomène de nature physique qui regroupe l'ensemble des mécanismes affectant au cours du temps les matériaux des équipements des réacteurs. Le risque lié à ce vieillissement est que les matériaux affectés perdent leur qualité au point de ne plus répondre aux spécifications initiales. Ils deviennent alors partiellement ou totalement défectueux.

La défaillance peut se produire aux différents niveaux de la défense en profondeur, dès lors que des matériaux sujets au vieillissement sont en jeu. Lorsque cette défaillance survient sur un équipement important pour la sûreté, elle est de nature à affaiblir voire à perdre l'une au moins des lignes de défense en profondeur. Les défaillances peuvent à la fois agir comme des événements initiateurs ou aggravants de scénarios d'accidents, et comme des facteurs annihilants ou pénalisants des lignes de défense contre ces accidents. Ainsi par exemple :

- en fonctionnement normal, la défaillance d'équipements mineurs ou non sollicités, lorsqu'elle n'est pas détectée, génère des écarts potentiellement inconnus de conformité entre l'état supposé et l'état réel de l'installation qui peuvent devenir des problèmes dans la gestion de situations anormales ;
- ces défaillances sur des équipements mineurs peuvent être à l'origine d'une augmentation des incidents, tels que des départs de feu sur des tableaux électriques du fait de l'usure des câblages, des défauts de fonctionnement de circuits liés au blocage de vannes, etc. ;
- la défaillance de dispositifs de protection contre les agressions externes, par exemple la perte d'efficacité des protections parasismiques, peut conduire certains équipements classés pour la sûreté à ne pas résister comme prévu face à ces agressions. Ainsi, certains équipements nécessaires pour gérer les conséquences de l'agression externe peuvent ne plus être disponibles pour le faire, réduisant la capacité de sauvegarde de l'installation dans son domaine de dimensionnement ;
- la défaillance fortuite d'un élément majeur en fonctionnement, par exemple une perte d'étanchéité d'un composant du circuit primaire, peut être elle-même le déclencheur d'un scénario accidentel ;
- les systèmes de sauvegarde eux-mêmes peuvent, lorsque leur utilisation s'avère nécessaire pour quelque raison (elle-même liée au vieillissement ou non), connaître des défaillances liées au vieillissement, telles que le non démarrage des groupes électrogènes de secours ou le dysfonctionnement d'éléments des circuits de refroidissement de secours ;
- le vieillissement des matériaux peut également affecter leur capacité à résister aux contraintes mécaniques, thermiques ou hydrauliques plus fortes qui peuvent s'exercer sur certains composants en situation accidentelle, provoquant une aggravation supplémentaire de l'accident, telles que des défaillances secondaires des systèmes d'instrumentation, de sauvegarde, voire du circuit primaire lui-même, ou encore d'autres événements secondaires tels que des chutes de charge, des incendies ou inondations locales, etc. ;
- enfin, le vieillissement peut affecter la capacité des dispositifs de mitigation des accidents graves, qu'il s'agisse d'équipements tels que les recombineurs d'hydrogène ou de l'efficacité même de

l'enceinte de confinement du réacteur à assurer l'étanchéité nécessaire, voire à résister sans rupture aux conséquences d'une fusion du cœur (surpression, explosion, attaque du radier...).

Ces risques de défaillance ne sont pas propres au vieillissement – ils peuvent venir aussi par exemple de défauts de conception, de réalisation, de surveillance et de maintenance des équipements. Mais le propre du vieillissement est de reposer sur des mécanismes physiques liés au temps, qui lui confèrent un caractère inéluctable et croissant avec l'âge des réacteurs.

Ainsi le vieillissement est un phénomène qui tend inévitablement à réduire les marges de sûreté d'un réacteur avec le temps. Dès lors, la question est de savoir dans quelle mesure et jusqu'à quel point les effets du vieillissement peuvent être maîtrisés.

Cette question se pose par ailleurs dans un contexte de connaissances et d'exigences qui est lui-même en constante évolution. Le vieillissement physique des réacteurs se double d'une obsolescence progressive de leur situation sur le plan technologique. Cette obsolescence peut se manifester à différents niveaux, par exemple :

- dans le design même du réacteur. Celui-ci est par nature le produit de la recherche du meilleur compromis technico-économique de réponse aux exigences de fonctionnement telles qu'elles sont posées au moment de la conception du réacteur. En particulier, il s'inscrit dans une doctrine de sûreté et dans des limites technologiques qui sont le produit de son époque. On peut mesurer à quel point ces éléments ont pu évoluer quand on se souvient que les réacteurs les plus anciens du parc nucléaire français ont été conçus au tournant des années soixante et soixante-dix, et les plus récents dans la première moitié des années quatre-vingt ;
- dans les technologies mises en œuvre. Certains systèmes reposent sur des technologies qui étaient les plus performantes à l'époque de la construction des réacteurs mais qui ont pu devenir obsolètes depuis. L'exemple le plus frappant est celui des systèmes de contrôle-commande, intégralement basés dans les premiers réacteurs du parc sur une technologie de relais électro-mécaniques qui est totalement abandonnée depuis ;
- dans les critères de dimensionnement du réacteur. Les équipements sont dimensionnés à la conception pour résister à un certain éventail d'événements avec un certain niveau d'intensité. Par exemple, la tenue aux agressions externes est basée sur des hypothèses sur les niveaux de séisme ou d'inondation considérés comme vraisemblables. L'évolution des connaissances sur la caractérisation des agressions externes, ou l'évolution de l'environnement de l'installation (renforcement du risque climatique, développement d'activités industrielles proches, etc.) peut conduire à un écart entre les spécifications initiales des équipements et le niveau de robustesse requis ;
- dans l'évaluation des marges de sûreté. Des marges d'incertitude sur le comportement des équipements sont prises en compte dans la démonstration de sûreté. D'une manière générale, il s'agit de faire en sorte que les performances requises du point de vue de la sûreté soient garanties même en tenant compte de ces incertitudes. L'évolution des connaissances permet de réduire ces incertitudes. Dans la plupart des cas, cette évolution est favorable, mais il arrive que l'incertitude s'avère supérieure aux hypothèses initiales, ce qui conduit ou devrait conduire à reconsidérer les spécifications des équipements concernés⁵¹ ;
- enfin, dans l'évolution la plus large des exigences applicables au réacteur. Le niveau de risque considéré comme acceptable varie dans le temps, tant du point de vue de l'appréciation du risque que du point de vue du niveau auquel la société est prête à s'exposer. L'évolution a clairement été depuis le déploiement des réacteurs au durcissement de ces exigences, à la fois dans le cadre d'une tendance globale de la société à renforcer son niveau de protection, et du retour d'expérience lié à l'exploitation de réacteurs nucléaires dans le monde, notamment rythmé par trois événements majeurs : l'accident survenu sur la centrale de Three Mile Island, aux États-Unis, le 28 mars 1979,

51. Ainsi par exemple, des études ont conduit l'ASN à considérer, en février 2011, que les marges prévues pour l'équilibre du système d'injection de sécurité entre les trois boucles du circuit primaire des réacteurs 900 MW pourraient ne pas être garanties par les appareils en place (l'écart entre les boucles pourrait atteindre 20 % alors qu'un écart de 6 % maximum est prévu dans la démonstration de sûreté). Ce constat implique que le refroidissement de secours du cœur pourrait ne pas être suffisant dans certains scénarios de brèche du circuit primaire.

la catastrophe de Tchernobyl, en Ukraine, le 26 avril 1986, et plus récemment celle de Fukushima, au Japon, le 11 mars 2011.

b. Phénomènes spécifiques de vieillissement des matériaux

Il est virtuellement impossible de décrire l'ensemble des effets des nombreux mécanismes de vieillissement comme cause première ou additionnelle de dégradation de la multitude de systèmes, structures et composants potentiellement concernés. Les phénomènes de vieillissement qui affectent les matériaux des équipements des centrales nucléaires vont des plus communs, tels que la corrosion des métaux à l'air ou la dégradation des plastiques, à des phénomènes plus spécifiques liés aux conditions de forte pression, de température, de contraintes mécaniques ou encore de chimie (de l'eau de refroidissement) rencontrées dans ces installations, voire à des phénomènes tout à fait propres aux réacteurs, liés au flux neutronique. Bien sûr, certains mécanismes de vieillissement relèvent d'une combinaison complexe de plusieurs de ces facteurs.

L'exposition des équipements à ces différents mécanismes dépend bien sûr, outre leur composition physico-chimique, de leur fonction et de leur position dans le schéma opérationnel de l'installation. On s'attache donc ici à décrire les mécanismes de vieillissement les plus spécifiques et les plus sensibles sur les équipements importants pour la sûreté des réacteurs⁵².

En premier lieu, les mécanismes de vieillissement les plus importants concernent des phénomènes généralement bien repérés affectant les éléments les plus centraux des réacteurs, tels que la cuve, le circuit primaire ou encore l'enceinte du bâtiment réacteur. Si ces phénomènes sont identifiés, la vitesse à laquelle ils se développent et leur sensibilité à différents facteurs n'est pas toujours bien caractérisée.

La première catégorie concerne les mécanismes de fragilisation des matériaux, qui entraînent une dégradation de leur résistance à la rupture. On distingue principalement deux mécanismes qui affectent essentiellement la cuve :

- la fragilisation par irradiation, phénomène par lequel des matériaux soumis à une forte irradiation cumulée perdent de leur résistance. L'irradiation, mesurée en termes de fluence, entraîne à quantité élevée des transformations microstructurales dans les aciers ferritiques faiblement alliés, comme celui qui constitue la cuve des réacteurs. On observe à la fois une migration et une précipitation des impuretés contenues dans l'acier (cuivre, carbures, phosphures) et des modifications cristallographiques (amas de défauts, etc.). Ces phénomènes entraînent non seulement une perte de résistance à la rupture, mais également une augmentation de la température de transition ductile-fragile⁵³ (la température de rupture fragile qui se situe initialement aux alentours de -40°C pour les cuves de réacteur en acier augmente avec le temps au delà de 0°C) ;
- la fragilisation thermique, phénomène par lequel des matériaux soumis à une exposition prolongée à des températures élevées perdent leur résistance. Ce mécanisme affecte notamment les alliages biphasiques composés d'austénite et de ferrite, avec un contenu en ferrite supérieur à 15 %. L'exposition longue à des températures élevées est susceptible de provoquer la précipitation des impuretés de l'acier (cuivre, carbures, phosphures) aux frontières austénite-ferrite. Ce phénomène, qui devient très significatif à des températures supérieures à 400°C , s'exerce également, mais sur des temps plus longs, aux températures de l'ordre de 300°C auxquelles sont soumises les cuves des réacteurs.

La deuxième catégorie est celle des mécanismes de fatigue. Ces mécanismes décrivent des changements de structure progressifs, localisés et permanents susceptibles de se produire dans des matériaux soumis à des contraintes répétées et à des tensions fluctuantes en un ou plusieurs points. La répétition d'un nombre suffisant de fluctuations peut entraîner, via l'accumulation de dislocations dans

52. On s'appuie notamment pour cette description sur l'analyse des phénomènes de vieillissement développée dans Marignac, Y., Coeytaux, X., *Propositions pour le développement de Critères d'Arrêt pour les Réacteurs Nucléaires – Une contribution au débat suisse*, Rapport commandé par Greenpeace Suisse, WISE-Paris, 2004.

53. Cette température décrit le seuil en dessous duquel le métal perd ses propriétés élastiques pour devenir cassant comme du verre.

la microstructure, l'apparition de fissures, voire de fractures partielles ou complètes. La pression et les contraintes thermiques imposées notamment durant les phases transitoires de fonctionnement des réacteurs entraînent typiquement des échauffements et refroidissements successifs susceptibles d'engendrer une telle fatigue (appelée dans ce cas précis fatigue oligocyclique). Celle-ci s'exerce par exemple sur les branches du circuit primaire et sur le pressuriseur. Des phénomènes de fissuration par fatigue vibratoire ont également pu être observés sur des tubes de générateur de vapeur suite à un défaut de positionnement des dispositifs anti-vibratoires censés les protéger contre ce phénomène.

La troisième catégorie est celle des mécanismes de fissuration par corrosion sous contrainte. Il s'agit de fissurations intergranulaires s'exerçant dans des équipements soumis au moins à trois conditions simultanées : une contrainte appliquée élevée et/ou une tension résiduelle, une microstructure tubulaire sensible à ce phénomène (présence de carbures intergranulaires) et une haute température. Les tensions résiduelles importantes sont généralement introduites lors de la fabrication ou l'installation des composants en inconel, telles que les buses du mécanisme de commande de grappes. Les équipements constitutifs du circuit primaire fabriqués en inconel sont les plus affectés par la fissuration par corrosion sous contrainte. Par ailleurs, ce mécanisme apparaît très sensible à de nombreux facteurs tels que la température (on l'observe par exemple davantage sur la branche chaude que sur la branche froide des générateurs de vapeur) et à la chimie de l'eau primaire (pH, teneur en lithium...).

La dernière catégorie de mécanismes de vieillissement affectant plus spécifiquement les éléments du circuit primaire est celle des mécanismes de corrosion et d'usure. Une mince couche poreuse d'oxyde de fer (principalement de la magnétite Fe_3O_4) se forme à la surface des tubes d'alimentation en acier au carbone, exposés à une eau désoxygénée dans une gamme de température de 95 à 260°C. Cette couche protège généralement la tubulure sous-jacente de l'environnement corrosif et limite une corrosion supplémentaire. Cependant, la couche de magnétite peut se dissoudre, provoquant une ablation de matière et un amincissement des tubes. Le processus de corrosion est fortement influencé par la vélocité du fluide, la chimie et la température, la configuration du tube, et la qualité d'alliage de l'acier.

Des mécanismes de vieillissement affectent également les structures en béton, notamment celles de l'enceinte des réacteurs nucléaires. Le béton armé utilisé pour fabriquer l'enceinte de confinement est conçu pour opposer une forte résistance aux fuites, y compris sous pression. Avec le temps, les câbles assurant la mise en tension du béton se déforment de telle manière que le champ de contrainte est modifié, créant éventuellement des points de surpression ou des zones de relâchement de la tension. Ce phénomène est susceptible d'abaisser la résistance globale de l'enceinte aux fuites, et de produire des fissures des points de singularité de l'enceinte (autour des sas d'accès des équipements par exemple).

Le vieillissement peut également prendre la forme de dépôts provoquant des colmatages et des encrassages qui réduisent les performances des équipements considérés et peuvent avoir des conséquences pour la sûreté. C'est par exemple le cas du phénomène de colmatage des générateurs de vapeur mis en évidence depuis 2007 sur les réacteurs d'EDF. Il s'agit d'une obturation progressive par des dépôts d'oxyde des points de circulation de l'eau du circuit secondaire au niveau des plaques entretoises, c'est-à-dire des grilles support des longs tubes du circuit primaire réparties à différentes hauteurs dans le générateur de vapeur. Ce colmatage génère des perturbations de l'écoulement d'eau qui peut provoquer des vibrations excessives entraînant la rupture de certains tubes en fonctionnement normal, mais aussi générer des efforts mécaniques supplémentaires pour les structures internes des générateurs de vapeur dans des conditions accidentelles. Enfin, il entraîne une diminution de la circulation d'eau qui réduit d'autant la capacité de refroidissement.

Parallèlement à ces mécanismes spécifiques, les composants des réacteurs sont soumis à différents phénomènes d'usure classiques mais diffus. On peut citer notamment dans ce domaine :

- l'usure et la corrosion des divers circuits hydrauliques, qui affecte les tuyauteries, les vannes, les pompes et peut donc dégrader la performance des différents équipements de refroidissement auxiliaire, de sauvegarde, de secours ou de lutte contre l'incendie concernés. Il peut s'agir d'une corrosion externe, qui est particulièrement marquée sur les parties placées à l'air libre, et plus encore

sur les sites de bord de mer où ces tuyauteries sont exposées à un environnement salin, ou d'une érosion interne liée à une usure hydraulique ou chimique ;

- l'usure et la dégradation des divers circuits électriques et équipements électroniques, qui peut affecter le fonctionnement de tous les équipements alimentés. Les mécanismes de défaillance incluent notamment la dégradation des polymères composant les gaines de câbles et l'usure des tenues de chemins de câbles ;
- la fragilisation ponctuelle des ouvrages mécaniques en général, qu'il s'agisse de la corrosion d'armatures et d'ancrages métalliques, de l'érosion des bétons ;
- le vieillissement de matériaux spécifiques à certaines pièces, dont un exemple a été fourni par la découverte en février 2011 d'une dégradation non prévue des coussinets mécaniques destinés à limiter l'échauffement des moteurs Diesel, pouvant entraîner la défaillance du groupe électrogène de secours sur les 26 groupes équipés à l'époque avec ce type de pièce.

Le tableau suivant présente sous forme croisée les différents mécanismes spécifiques de vieillissement observés sur les réacteurs et les principaux composants affectés par ces mécanismes.

Tableau 5 Principaux mécanismes de dégradation des gros composants des réacteurs
Caractérisation de l'exposition des principaux composants à différents mécanismes de vieillissement

Composants	Phénomènes	Fragilisation par irradiation	Relâchement dépendant du temps (fluage)	Fissuration par corrosion sous contrainte	Fatigue thermique oligocyclique	Fatigue mécanique et thermique polycyclique	Corrosion Fatigue	Fragilisation thermique	Usure mécanique, vibration, et fatigue	Corrosion accélérée par écoulement
Cuve	oui	—	oui	—	—	—	oui	—	oui	
Enceinte, radier	—	oui	oui	—	—	—	—	—	oui	
Embouts de sécurité, circuits et branches de refroidissement	—	—	—	oui	oui	—	oui	oui	—	
Tubes de générateur de vapeur	—	—	oui	—	oui	oui	—	oui	oui	
Pompes primaires	—	—	—	—	oui	—	oui	—	oui	
Pressuriseur	—	—	oui	oui	—	—	—	—	—	
Mécanismes de grappes de commande	—	—	oui	—	—	—	oui	oui	—	
Câbles et connexions importants pour la sûreté	oui	—	—	—	—	—	oui	—	oui	
Générateurs diesels de secours	—	—	—	—	—	—	—	oui	oui	
Internes de cuve	—	oui	oui	—	oui	—	—	oui	—	
Supports de la cuve de réacteur	oui	—	oui	—	—	—	—	—	—	
Circuits et buses d'injection, Casemate du générateur de vapeur	—	—	oui	oui	oui	—	—	—	oui	

Source : Synthèse basée sur INEEL, *Incorporating Aging Effects into Probabilistic Risk Assessment – A Feasibility Study Utilizing Reliability Physics Models*, NUREG/CR-5632, août 2001

C. Gestion du vieillissement

Les principaux moyens qui s'offrent pour gérer le vieillissement sont l'intégration des contraintes de vieillissement à la conception, la surveillance et le remplacement des équipements. Ces approches se heurtent toutefois à certaines limites telles que la difficulté à caractériser les mécanismes en jeu, l'ampleur de la surveillance à mener, la difficulté voire l'impossibilité de remplacer certains composants, etc.

L'intégration des phénomènes de vieillissement à la conception est la première ligne de défense contre ce phénomène. Il ne s'agit bien sûr pas d'empêcher toute sénescence des matériaux, mais de travailler sur le choix des matériaux et sur leurs conditions d'exposition aux différents mécanismes de vieillissement pour en minimiser et retarder les effets. L'incertitude sur l'effet du vieillissement ou sur le rythme auquel il se manifeste peut également être prise en compte dans les marges que l'on se donne sur la disponibilité et la robustesse des équipements (redondance, spécifications renforcées, etc.). L'intégration du vieillissement à la conception est bien entendu d'autant plus cruciale pour les équipements que l'on ne peut pas ou très difficilement remplacer.

La gestion du vieillissement repose ensuite sur la surveillance de ses effets afin d'engager les mesures correctives nécessaires lorsque ceux-ci se manifestent. Cette surveillance doit couvrir aussi bien l'évolution de mécanismes connus et spécifiques sur les composants les plus centraux que celle de phénomènes plus diffus sur l'ensemble des équipements secondaires, ainsi que l'apparition éventuelle de problèmes de vieillissement inattendus. Elle s'axe notamment sur la surveillance approfondie que constitue l'examen de conformité qui accompagne chaque visite décennale, sur la surveillance de routine et celle qui s'exerce lors des arrêts de tranche, ainsi que sur des programmes de surveillance ou d'examen ciblés mis en place en fonction de l'apparition de différents phénomènes.

La surveillance suppose, pour être efficace, une bonne connaissance des phénomènes et une qualité de la réalisation de la surveillance, à la fois en termes de rythme, de couverture et de performance. Cela s'avère globalement difficile pour plusieurs raisons. Le nombre de phénomènes et de composants en jeu ne permet pas une exploration continue et systématique. Mais à l'inverse, le caractère aléatoire et non linéaire de certains des phénomènes en jeu, la difficulté à les modéliser, voire l'existence de problèmes non anticipés, limite la bonne prévision de la répartition des phénomènes dans l'espace et dans le temps qui faciliterait leur surveillance ciblée.

Enfin, si certains points de surveillance relèvent d'un simple contrôle visuel, certains mécanismes affectant certains composants ne peuvent être détectés qu'à travers des dispositifs de surveillance beaucoup plus techniques tels que le contrôle par ultrasons ou par gammamétrie, qui ne peuvent être déployés que de manière ponctuelle et ciblée. D'autres, à l'image de la fluence du cœur ou des fluctuations de tension des câbles précontraint du béton des enceintes, ne peuvent pas être mesurés, mais uniquement modélisés.

L'apparition et la progression de mécanismes de vieillissement peut aussi être limitée par les choix de conduite de l'installation. Ici encore, cette précaution peut trouver une application dans des règles de conduite générale comme dans des règles ciblées. Ainsi, les règles générales d'exploitation visent par exemple à éviter les transitoires les plus pénalisantes pour les éléments du circuit primaire. Il faut cependant souligner sur ce plan que certains réacteurs d'EDF ont au contraire été exposés à des modes de fonctionnement potentiellement plus fatiguants pour ces composants, notamment :

- l'utilisation de combustible MOX dans les réacteurs des paliers CP1 et CP2, depuis 1987 pour les premiers réacteurs à avoir utilisé ce combustible. Les propriétés caractéristiques du combustible MOX induisent en effet, pour une même production d'électricité, des contraintes thermiques et neutroniques plus fortes ;
- l'utilisation de nombreux réacteurs en suivi de charge, du fait des caractéristiques du parc de production et des besoins de consommation⁵⁴, qui a été poussée jusqu'au point de mettre certains

⁵⁴. Le parc nucléaire représente environ 75 % de la production, c'est-à-dire qu'il produit une partie du temps où la consommation d'électricité est supérieure à son niveau plancher, appelé « base », qui représente sur l'année environ 50 % de la consommation. Ce phénomène est accentué par le poids dans la consommation d'électricité du chauffage

réacteurs en arrêt pendant les week-ends et de les faire fonctionner pendant les jours ouvrés. Ce suivi de charge entraîne une multiplication des transitoires qui est susceptible de renforcer certains mécanismes de vieillissement.

La gestion des effets du vieillissement peut à la fois être préventive et réactive. Ainsi, par exemple, les différents phénomènes de fatigue observés sur les tubes de générateurs de vapeur (fatigue vibratoire liée au colmatage ou à des défauts d'accrochage) ont conduit à obturer, outre les tubes directement incriminés par des fissures observées, tous les tubes susceptibles d'être les plus exposés à ces phénomènes (soit plusieurs milliers de tubes au total sur l'ensemble des générateurs de vapeur), en complément d'une surveillance renforcée.

Enfin, la principale ligne de défense contre le vieillissement est le remplacement, lorsqu'il est possible, des composants affectés ou des pièces spécifiquement concernées. Des programmes de maintenance préventive définissent les actions de surveillance et les interventions à réaliser, en distinguant une maintenance conditionnelle (dépendant de l'état des matériels ou composants par rapport à un degré jugé acceptable d'usure) ou systématique (décidée en fonction du temps écoulé, indépendamment de la vérification de l'état réel du matériel). Ces programmes, qui ne couvrent pas l'ensemble des équipements du réacteur, peuvent être complétés par des programmes d'investigation complémentaire (PIC).

On peut d'une manière générale identifier du point de vue du remplacement trois grandes catégories d'équipements (ou de composants d'équipements) :

- les équipements uniques et non ou très difficilement remplaçables. On range traditionnellement dans cette catégorie deux ouvrages. Le premier est la cuve du réacteur, qui est un composant très coûteux et surtout impossible, par sa taille, à extraire pour le changer de l'enceinte de confinement. Le second est l'enceinte de confinement elle-même. Même si elle n'y est généralement pas mentionnée, la structure en béton de la piscine du bâtiment combustible fait sans doute également partie de cette catégorie ;
- les équipements lourds ou particuliers, généralement en exemplaire unique ou en nombre limité, dont le remplacement est techniquement possible mais difficile et/ou coûteux et se gère donc de façon programmée. On trouve notamment dans cette catégorie les générateurs de vapeur, le pressuriseur, les pompes des circuits primaire et secondaire, les générateurs de secours ou leurs principales pièces, etc. ;
- les équipements diffus voire très diffus, dont le remplacement est en général techniquement plus facile (même si certains équipements tels que des canalisations enterrées peuvent en réalité présenter des difficultés importantes). Leur éventuel remplacement est géré selon un programme général de maintenance qui mêle une maintenance préventive et une maintenance réactive, en fonction du degré de vulnérabilité au vieillissement et de l'importance pour le bon fonctionnement et la sûreté des réacteurs de ces différents composants.

Une dernière option possible contre les effets du vieillissement mérite d'être mentionnée : il s'agit de la mitigation, c'est-à-dire de l'atténuation des conséquences sans action sur les causes. Cette approche s'applique essentiellement dans le cas d'effets non évitables sur des composants non remplaçables. Le principal exemple est fourni par le dispositif imaginé pour contrer le risque de fragilisation de la cuve du réacteur. La remontée de la température de seuil ductile-fragile conduit en particulier à craindre une rupture de la cuve en cas d'injection d'eau du circuit de sécurité qui serait rendue nécessaire après une fuite du circuit primaire. Après que l'IRSN a conclu dans une note en 2010 que les marges de sûreté ne seraient plus suffisantes pour 9 réacteurs parmi les 900 MW à l'horizon de 5 années après leur VD3⁵⁵, la parade retenue consiste à équiper les circuits de sécurité de systèmes de préchauffage de l'eau avant son éventuelle injection dans le circuit primaire.

électrique, qui renforce les variations de demande. C'est pourquoi une partie des réacteurs français, au lieu de produire à pleine puissance, adapte son niveau de production aux besoins de consommation, ce qu'on appelle le suivi de charge.

55. Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. *Avis de l'IRSN sur la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe – Réponses aux demandes de la section permanente nucléaire de décembre 2005 – Volet mécanique*. (Avis DSR/2010-153), Paris, IRSN, 19 mai 2010.

On voit bien au final que ces différentes lignes de défense ne peuvent que contenir et retarder les dégradations de la sûreté engendrées par le vieillissement, mais pas les empêcher. Ainsi :

- les composants non remplaçables subissent un vieillissement inéluctable que l'on ne peut que surveiller de manière de plus en plus serrée, et le cas échéant compenser par des dispositifs de mitigation ;
- les composants essentiels remplaçables peuvent être remplacés de façon plus ou moins préventive ou réactive. Si l'introduction de composants plus modernes est un facteur d'amélioration des performances et de la sûreté, celle-ci reste toutefois fragilisée par le vieillissement des composants qui ne sont pas ou pas encore remplacés. De plus, le temps augmente les risques de voir apparaître des phénomènes de vieillissement non anticipés, qui doivent donc être repérés et analysés avant de pouvoir être traités. En d'autres termes, en l'absence d'une maintenance préventive systématique, le risque d'une dégradation liée au vieillissement augmente avec le temps ;
- les effets diffus du vieillissement sur l'ensemble des composants secondaires peuvent être surveillés et donner lieu à des remplacements. Toutefois il est hors de portée d'assurer une surveillance rapprochée systématique, et encore moins de mettre en œuvre une maintenance préventive systématique. Les actions s'appuient nécessairement sur des approches par sondage ou ciblées sur certains composants. De ce fait, le risque est que le nombre et l'importance des écarts de conformité engendrés par le vieillissement, et l'incertitude même sur ce risque, augmente avec le temps.

En d'autres termes, la lutte contre le vieillissement ne peut pas être indéfiniment efficace, et le maintien de son efficacité implique des efforts croissants avec le temps (et l'augmentation en nombre et en intensité des effets du vieillissement). Dans le cadre de la poursuite éventuelle de l'exploitation jusqu'à 40 ans et de sa prolongation au-delà, les besoins de renforcement peuvent combiner, à des niveaux à définir en fonction des exigences de sûreté fixées pour cette poursuite et cette prolongation, des efforts de remplacement de gros composants, de développement de dispositifs de mitigation, et de maintenance réactive et préventive sur les équipements diffus.

Outre les limites théoriques de l'efficacité de cette approche dans la durée, plusieurs facteurs limitants en termes d'exploitation doivent être pris en compte dans l'élaboration des besoins de renforcement pour lutter contre le vieillissement.

Le premier est le poids croissant de programmes de surveillance, de maintenance et de règles de conduite conservatoires sur l'exploitation des réacteurs, qui fixe en quelque sorte une limite de performance technico-économique au-delà de laquelle le détrimement lié à ces efforts est supérieur au bénéfice tiré de l'exploitation.

Le second est le risque croissant d'obsolescence des composants concernés par les programmes de remplacement, qui soulève un enjeu de pérennité du tissu industriel nécessaire à leur renouvellement. Il peut dans ces conditions être notamment envisagé de créer en amont de besoins prévisibles de remplacement des stocks stratégiques de certains composants. De tels stocks pourraient aussi être nécessaires pour faire face à un éventuel problème générique touchant un grand nombre de réacteurs en même temps.

Le catalogue de pièces de rechange du parc nucléaire d'EDF comportait en 2009 un total de 335 000 références, répartis en trois catégories⁵⁶ :

- 55 000 références de pièces de « catégorie 1 », correspondant notamment à celles qui nécessitent une qualification particulière du point de vue de la sûreté, pour lesquelles EDF a édicté ses propres spécifications techniques et dont la fabrication est surveillée par EDF ;
- 275 000 références de pièces de « catégorie 3 », qui constituent des pièces industrielles courantes mais pour lesquelles l'assurance-qualité des fournisseurs est indispensable au bon fonctionnement des réacteurs ;

56. Denis Cangini, chef de mission à l'état-major de la Division production nucléaire d'EDF, « L'obsolescence des pièces et des matériels de rechange : les solutions mises en œuvre par EDF pour la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires au-delà de quarante ans », Dossier - La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires, *Contrôle*, n° 184, juin 2009.

- et 60 000 références de pièces « banalisées », articles et pièces de consommation courante dont la qualité ne constitue pas d'enjeu particulier.

EDF indiquait ainsi en 2009 que « *depuis plusieurs années, le nombre moyen de pièces confirmées obsolètes est de 1 000 par an, regroupées pour traitement en environ 100 cas par couples produits / fournisseur* ». Les solutions dont EDF dispose sont choisies au cas par cas après traitement de chacun de ces dossiers. Elles consistent par exemple à mettre en place des « contrats de pérennité » avec les fournisseurs lorsque c'est possible, ou à transférer l'ensemble de la fabrication (machines, procédés et savoir-faire) chez un autre fournisseur. EDF peut également être amené à créer des « stocks de raccordement » de pièces (pour les besoins de renouvellement en attendant la mise en place d'une alternative), voire des « stocks de fin de vie » (pour les besoins de renouvellement jusqu'à la fin de fonctionnement prévue pour l'installation). Alternativement, EDF peut être conduit à remplacer une pièce obsolète par une autre pièce, ce qui implique un délai important de requalification industrielle, voire à rénover tout ou partie de l'équipement touché par l'obsolescence d'une pièce de rechange. Enfin, pour ne plus découvrir ces problèmes au moment des besoins de remplacement, EDF a mis en place « *une organisation dédiée à l'anticipation de la détection des problèmes d'obsolescence* ».

Les différentes actions menées contre la sénescence peuvent également agir contre l'obsolescence de la conception et du dimensionnement des réacteurs. Si la connaissance et les exigences de sûreté évoluent en permanence, grâce au retour d'expérience et aux résultats des programmes de recherche, il n'existe pas de règle générale concernant la direction prise par les changements. Alors que cette évolution peut parfois donner lieu à un allègement des exigences, on observe toutefois une tendance générale vers des standards de sûreté plus élevés, des méthodes d'évaluation plus élaborées et des exigences renforcées.

En regard de cette évolution, le dimensionnement initial d'un réacteur, établi pour quelques décennies d'exploitation est un facteur d'extrême rigidité. Le phénomène d'obsolescence des standards de sûreté utilisés lors de la conception peut être retardé par la mise à niveau et le remplacement de composants de structures remplaçables, ou par l'adjonction de systèmes de sûreté supplémentaires, mais ceci devient naturellement de plus en plus difficile à mesure que grandit l'écart entre standards de sûreté initiaux et exigences de sûreté actuelles. En fonction des évolutions de la connaissance et des exigences de sûreté, le dimensionnement et les standards de sûreté initiaux peuvent atteindre un point de non-retour pendant la durée de vie de l'exploitation, où l'écart global irrémédiablement creusé par le vieillissement ne peut plus être comblé.

4.2. Enjeux de la réévaluation post-Fukushima

La catastrophe nucléaire survenue le 11 mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima-Daiichi, dans le cadre d'une catastrophe naturelle produite par un séisme au large des côtes japonaises et le tsunami qui a suivi, n'a pas intrinsèquement modifié les risques présentés par les réacteurs nucléaires français... Elle a en revanche profondément modifié l'évaluation de ces risques, et par conséquent celle des dispositifs de sûreté.

a. Problématique post-Fukushima

Selon l'avis même de l'ASN, qui s'appuie pour cela sur l'expérience des leçons tirées des accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, il faudra de l'ordre d'une dizaine d'années pour intégrer pleinement le retour d'expérience de la catastrophe de Fukushima Dai-ichi dans la doctrine de sûreté. On est donc encore très loin, moins de trois ans après l'accident, d'avoir pris toute la mesure de ses implications. Et les premières prescriptions de renforcement formulées par l'ASN ne referment pas ce dossier.

Ainsi, la démarche engagée en France à travers les Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) ne constitue qu'une première étape dans une réflexion plus longue, susceptible de déboucher sur une évolution très significative de la conception des installations et des normes et critères de sûreté appliqués. En effet, la remise en cause de la doctrine de sûreté est extrêmement profonde.

C'est d'abord vrai sur un plan statistique. La catastrophe de Fukushima a définitivement démontré qu'un scénario d'accident jugé jusque là trop improbable pour être possible, et donc écarté dans la démarche de sûreté, pouvait se réaliser. Selon la formule du Directeur général de l'IRSN, à la lumière de cette catastrophe, « *il faut imaginer l'inimaginable* »⁵⁷.

Cet événement remet en effet radicalement en cause l'estimation du risque d'accident majeur qui prévalait avant cette catastrophe. La probabilité était jusqu'ici estimée, pour les réacteurs tels que ceux d'EDF, inférieure à 10^{-5} accident grave par année réacteur (un risque d'un pour cent mille années de fonctionnement de réacteur), et à 10^{-6} accident majeur (un pour un million)⁵⁸. Or, le parc nucléaire mondial, qui cumule aujourd'hui plus de 15.000 années réacteurs de fonctionnement, a connu quatre accidents majeurs (les réacteurs n°1, 2 et 3 de Fukushima s'ajoutant à Tchernobyl) et deux accidents graves de plus (la piscine du réacteur n° 4 de Fukushima s'ajoutant à Three Mile Island). Sur cette base, la fréquence constatée est donc de 4×10^{-4} pour les accidents graves et $2,6 \times 10^{-4}$ pour les accidents majeurs, soit respectivement 40 fois et plus de 250 fois plus élevée que la fréquence théoriquement attendue⁵⁹.

Aussi, c'est bien la conception de la sûreté nucléaire, dans son ensemble, qui a connu une défaillance majeure, dont il convient dès lors d'identifier précisément la nature. Si cette analyse doit se mener à tous les niveaux de la sûreté, de la conception à la conduite des réacteurs en passant par leur contrôle, elle commence par une remise à plat des principes même de la sûreté.

57. « Accident nucléaire : "Il faut imaginer l'inimaginable" », interview de Jacques Repussard dans *Le Figaro*, 17 juin 2011.

58. On distingue dans ces estimations probabilistes, en cohérence avec les niveaux de défense en profondeur face aux accidents, les situations d'accident grave, qui conduisent à des dommages importants à l'intérieur de l'installation, comme une fusion partielle du cœur, avec possibilité de rejets radioactifs limités mais sans rupture brutale du confinement, et les situations d'accident majeur où l'accident grave ne peut être maîtrisé et conduit à une rupture importante du confinement provoquant des relâchements de radioactivité beaucoup plus importants.

59. Si l'on ne compte la catastrophe de Fukushima que comme un seul accident majeur, bien qu'il faille en toute rigueur comptabiliser chaque réacteur, cela ne change pas fondamentalement l'ordre de grandeur avec une fréquence d'accident majeur constatée de $1,3 \times 10^{-4}$, ce qui reste plus de 125 fois supérieur au risque théorique.

En effet, cette catastrophe nucléaire a mis à mal plusieurs principes essentiels de la doctrine de sûreté internationale, dont notamment :

- la limitation probabiliste des scénarios considérés. Il s'agit du principe selon lequel certains événements internes à l'installation ou liés à son environnement, susceptible de provoquer un scénario potentiellement accidentel, peuvent être écartés lorsque leur probabilité est jugée suffisamment faible⁶⁰. Le choix, en partie calculé et en partie établi « à dire d'expert », des situations jugées suffisamment probables pour être considérées conduit à ne pas se protéger contre des situations qui sont pourtant possibles. 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, conduisant aux multiples défaillances en parallèle et en série que l'on sait, était en tout état de cause, indépendamment de sa probabilité, imaginable et plausible ;
- l'efficacité de la défense en profondeur. Ce concept repose sur l'idée que 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, permet de sauvegarder l'installation même en cas de défaillance de certains dispositifs. L'accident de Fukushima a au contraire 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'élimination du mode commun. Ce principe vise l'impossibilité, grâce à la séparation des bâtiments, des fonctions etc., qu'une situation où un événement extérieur (agression externe) ou interne provoque une condition d'accident grave similaire sur des éléments séparés du site. Autrement dit, une même chaîne d'événements ne devrait pouvoir conduire qu'à un accident de réacteur, et jamais à plusieurs. À Fukushima, tous les trois réacteurs en fonctionnement lors du séisme ont simultanément perdu leur refroidissement en eau et leur alimentation électrique suite au séisme⁶¹.

Les premières études de réévaluation de la sûreté des centrales, menées en France sous le terme d'Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) par EDF, ont été évaluées par l'IRSN⁶² puis par l'ASN⁶³. Même si les conclusions ne sont pas toujours explicites, ces premiers résultats de ces analyses conduisent à une révision sans appel du risque associé aux installations nucléaires françaises. L'étude menée à partir des ECS et du rapport de l'IRSN par WISE-Paris et l'Institute for Energy and Environmental Research (IEER, basé aux États-Unis)⁶⁴, souligne que plusieurs scénarios d'accident majeur doivent être considérés comme plausibles :

- pour les 58 réacteurs en exploitation d'EDF, quel que soit le palier considéré, un accident de fusion du cœur peut se produire. Surtout, on ne peut pas écarter qu'un tel accident mène à une rupture brutale de l'enveloppe (entraînant une fuite atmosphérique majeure) et/ou à un percement du radier (entraînant une forte contamination des eaux) ;
- de plus, un accident de vidange de piscine de désactivation peut se produire. Un tel accident conduirait à un feu du combustible et à des rejets très importants faute d'enveloppe de confinement de ce bâtiment ;
- enfin, pour le projet de réacteur EPR en construction à Flamanville, malgré les dispositions de sûreté supplémentaires intégrées à la conception⁶⁵ les mêmes risques ne peuvent pas être totalement écartés.

60. Ce seuil était en pratique fixé à 10^{-6} par année réacteur, c'est-à-dire moins d'une « chance » sur un million par année de fonctionnement de réacteur.

61. Il s'agit des réacteurs n°1, 2 et 3 de la centrale. Les réacteurs 4, 5 et 6 étaient à l'arrêt au moment du séisme. Ils ont toutefois également perdu leur alimentation électrique et leur système de refroidissement, ainsi que le bâtiment d'entreposage de combustible utilisé également présent sur le site.

62. IRSN, *Évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations*. Tomes 1 et 2, novembre 2011.

63. ASN, *Évaluations complémentaires de sûreté: Rapport de l'Autorité de sûreté nucléaire*, décembre 2011.

64. IEER / WISE-Paris, *Sûreté nucléaire en France post-Fukushima : Analyse critique des Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées sur les installations nucléaires françaises après Fukushima*, Rapport commandité par Greenpeace France, février 2012.

65. Conception dont il faut rappeler qu'elle a commencé au tournant des années quatre-vingt-dix, intégrant ainsi le retour d'expérience de la catastrophe de Tchernobyl, et s'est achevée pour l'essentiel au milieu des années deux mille, donc bien avant la catastrophe de Fukushima.

La réévaluation des scénarios possibles d'accident entraîne bien sûr une révision de l'évaluation de leurs conséquences potentielles :

- l'accident de Tchernobyl avait déjà démontré le risque de retombées à grande distance de matières radioactives entraînant une contamination significative et durable, en fonction de la hauteur dans l'atmosphère à laquelle peut être projeté le panache radioactif lors de l'accident, et des conditions climatiques (force et direction du vent, précipitations) de transport de ce panache. Selon les estimations actuelles, les rejets atmosphériques de radioactivité lors de la catastrophe de Fukushima ont représenté jusqu'à 50 % de ceux de Tchernobyl⁶⁶. Les retombées terrestres ont été relativement peu dispersées⁶⁷. Des contaminations significatives ont toutefois été constatées au-delà de 100 km de la centrale, et les concentrations observées autour de la centrale ont justifié l'évacuation de plus de 150 000 personnes et l'exclusion d'un territoire de plus de 1 000 km² ;
- l'accident de Fukushima a de plus montré la possibilité, qui ne s'était pas produite à Tchernobyl, de rejets liquides massifs lors d'une catastrophe de cette sorte. Les rejets de radionucléides artificiels dans le milieu marin lors du mois qui a suivi l'accident représentent sans contexte la contamination radioactive marine la plus importante en une si courte période jamais observée dans le monde. Selon les estimations de l'IRSN, les rejets liquides de césium-134 et 137, deux des principaux contributeurs à la contamination chronique à moyen et long terme, ont été presque équivalents aux rejets atmosphériques ;
- enfin, contrairement là encore à la doctrine, ces rejets se sont prolongés dans le temps, et se poursuivent encore. En effet, faute de pouvoir rétablir un confinement et un refroidissement en circuit fermé sur les quatre réacteurs affectés, des relâchements atmosphériques et surtout liquides continuent, même s'ils ne sont plus du même ordre de grandeur qu'au pic de l'accident. De plus, le caractère précaire de la situation dans laquelle les installations ont été stabilisées, comme des solutions de gestion mises en place, crée un risque significatif de nouveaux rejets importants en cas de nouvel accident⁶⁸.

Le constat des défaillances et de leurs conséquences 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 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.).

66. Ce résultat global, basé sur l'estimation de la radioactivité totale rejetée dans chacun des deux accidents, cache en fait des fractions de rejets très différentes selon les radionucléides. Ainsi, selon les estimations de l'IRSN, les deux accidents ont par exemple donné lieu au même ordre de grandeur de rejets de gaz rares, tandis qu'environ 3 fois plus de césium a été rejeté dans l'atmosphère à Tchernobyl qu'à Fukushima, et plus de 10 fois plus d'iodes ou de tellures.

67. Il faut toutefois rappeler que la majeure partie des rejets atmosphériques a été portée par des vents favorables vers l'Océan Pacifique au lieu de se diriger vers la région de Tokyo et ses 30 millions d'habitants, ce qui aurait rendu la catastrophe plus dramatique encore.

68. On pense par exemple ici aux conséquences potentielles d'un effondrement des structures de la piscine du réacteur n°4, alors que la récupération du combustible qui s'y trouve prendra de nombreuses années et que cette piscine n'est plus protégée par la moindre enceinte, ou encore au risque d'une rupture sur une voire plusieurs des centaines de citernes qui continuent d'être installées sur le site pour stocker l'eau contaminée.

b. Augmentation de la robustesse des centrales

La question se pose donc des moyens de renforcer la robustesse des centrales nucléaires par rapport aux défaillances observées. On se heurte pour cela au cadre de leur conception.

Ainsi, il est difficile de travailler sur la réduction du potentiel de danger. Seules des actions limitées sont possibles dans ce domaine. On ne peut pas travailler sur le principe même de fonctionnement des réacteurs, et les modifications ne peuvent porter que sur des éléments particuliers. On pourrait toutefois se donner comme objectif de limiter certains facteurs aggravants. L'un d'eux est le rôle joué par le zirconium des gaines des crayons de combustible dans les scénarios d'accident les plus graves, qu'il s'agisse des accidents dans le cœur ou dans la piscine. Un moyen clair de réduire le potentiel de danger serait donc de développer un autre matériau de gainage, présentant les mêmes qualités de tenue mécanique et à l'irradiation sans présenter les mêmes dangers. Mais un tel objectif, qui nécessite un effort de recherche important, reste hypothétique et éloigné dans le temps.

D'autres leviers d'action peuvent être considérés sur le plan de la gestion des réacteurs, en vue d'éliminer certains facteurs de risque aggravants. La limitation des taux de combustion appliqués aux combustibles en fait partie (un taux de combustion signifie un combustible plus réactif, plus chaud, etc.). L'analyse montre surtout que le recours au combustible MOX, utilisé dans une partie des réacteurs 900 MW, est un facteur aggravant en réacteur comme en piscine, tant du point de vue de la cinétique possible de l'accident que de ses conséquences radiologiques.

De même, l'accumulation de combustibles irradiés dans les piscines, et la stratégie actuelle de densification de la disposition des assemblages combustibles dans les piscines pour en accueillir davantage, est un facteur d'augmentation du potentiel de danger qui peut être évité. Il s'agirait pour cela de développer sur les sites des centrales des capacités d'entreposage à sec des combustibles irradiés afin de limiter leur temps de désactivation en piscine au strict minimum nécessaire.

Ces actions possibles dans le domaine de la réduction du potentiel de danger sont nécessaires mais ne sauraient être suffisantes. Dès lors, le principal axe d'augmentation de la robustesse des réacteurs à la lumière des leçons de la catastrophe de Fukushima réside dans le renforcement des lignes de défense en profondeur telles qu'elles ont été conçues à l'origine.

La réévaluation de sûreté après Fukushima s'est concentrée, dans le domaine des dispositions de sûreté internes aux installations⁶⁹, sur plusieurs aspects :

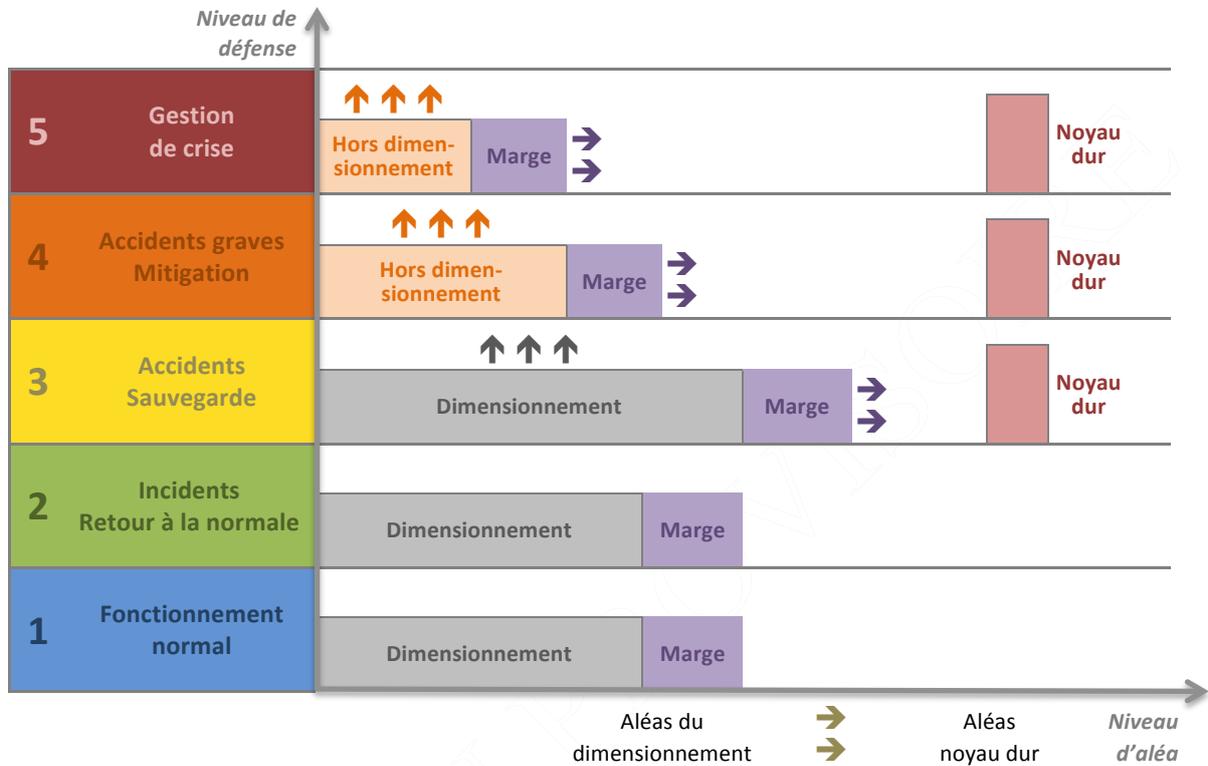
- les agressions externes naturelles étant à l'origine de la catastrophe, l'évaluation porte en premier lieu sur la réévaluation de ces agressions externes et du niveau de protection des réacteurs contre ces agressions. Cette approche a été conduite en renforçant la démarche déterministe d'évaluation par rapport à l'approche probabiliste qui avait prévalu jusque là. Cette réévaluation a porté en priorité sur la protection contre le séisme et l'inondation, mais elle a été étendue à d'autres agressions pouvant excéder le dimensionnement retenu en l'état actuel des installations, qu'il s'agisse des événements climatiques extrêmes (tempêtes, gel, grêle et orage, épisode caniculaire...) et des accidents technologiques envisageables dans des installations industrielles ou sur des voies de transport dans l'environnement proche ;
- dans la mesure où le séisme et le tsunami ont conduit à Fukushima à la perte totale d'alimentation électrique et de source froide de l'ensemble du site, une deuxième approche dans l'évaluation consiste à postuler cette double perte et à étudier ses conséquences. Il s'agit alors d'évaluer le niveau de protection du réacteur et de la piscine contre une telle situation et d'envisager les moyens de sauvegarde possibles ;

⁶⁹. D'autres aspects importants, mais qui ne concernent pas la problématique de renforcement des installations elles-mêmes, ont été traités. Il s'agit notamment de l'organisation des moyens humains sur le site, de l'acheminement de moyens de secours supplémentaires vers l'installation en cas d'accident grave, ou encore des moyens de sécurité et de secours aux populations.

- enfin, les mesures de gestion des accidents graves en place à Fukushima n'ont pas permis d'éviter les conséquences les plus pénalisantes, telles qu'une fusion importante du cœur, des explosions d'hydrogène, la perte totale de confinement et le percement du radier, ainsi que le dénoyage des piscines. Les moyens existants dans ce domaine et leur éventuel renforcement doivent donc être envisagés.

Figure 11 Renforcement post-Fukushima

Démarche de renforcement des dispositions de défense en profondeur appliquée aux réacteurs



Source : d'après IRSN, 2011

Rapporté aux cinq niveaux de la défense en profondeur, cette approche conduit essentiellement à envisager des renforcements à trois niveaux :

- le renforcement de la prévention des accidents graves, c'est-à-dire de la robustesse des moyens de sauvegarde à des aléas plus importants que ceux du dimensionnement initial. Il s'agit de renforcer à la fois le champ des systèmes, structures et composants protégés par des dispositions contre les agressions externes, et le niveau d'agressions externes contre lequel ces protections visent à être efficaces ;
- le renforcement des moyens de gestion des accidents graves, c'est-à-dire de la tenue des systèmes, structures et composants nécessaires à cette gestion aux conditions d'un accident grave ;
- le renforcement des moyens de gestion de crise.

Dans ce cadre, l'IRSN a introduit la notion de « noyau dur », qui désigne un ensemble de systèmes, structures et composants, existants sur les réacteurs ou à construire, qui seraient suffisamment robustes pour assurer ces trois lignes de défense dans pratiquement toutes les situations imaginables.

Toutefois, d'une manière générale, on peut souligner que les réflexions développées à partir de ce concept de « noyau dur », qui se concentrent notamment sur la sécurisation de l'alimentation électrique et du refroidissement d'une part, et sur le renforcement des moyens de gestion de crise d'autre part, répondent par l'aval du risque sans réduire en amont le potentiel de danger.

Il faut cependant souligner à quel point les rapports ECS étudiés apportent des nouveautés importantes dans la mesure où pour la première fois, des hypothèses écartées à la conception et dans la conduite des réacteurs sont envisagées et leurs conséquences examinées. Conformément au cahier des charges, ils étudient de façon systématique les scénarios d'accident grave dont un séisme et/ou une inondation sévères pourraient être les initiateurs, y compris pour des agressions dépassant le dimensionnement des installations ; ils balayent également 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.

Ainsi, le travail réalisé dans le cadre des ECS fournit un éclairage important sur la sûreté nucléaire en France, et sur les mesures qui pourraient être nécessaires pour réduire les risques d'accidents graves, telles qu'on doit les envisager après Fukushima. Au final, les principales pistes de progrès que se dégagent dans le champ couvert par les analyses comprennent :

- la réévaluation du risque de rupture de la cuve du réacteur ;
- la réévaluation du risque de rupture de l'enceinte de confinement du réacteur et du risque de percement du radier ;
- la réévaluation du risque d'accident généré dans le bâtiment combustible par un dénoyage de la piscine de désactivation ;
- le renforcement de la protection de l'ensemble de l'installation contre le risque de séisme et d'inondation ;
- le renforcement de la protection des équipements diffus contre le risque d'accidents secondaires initiés par des agressions externes ;
- et enfin, le renforcement de la défense en profondeur par le concept de noyau dur.

C. Insuffisances des évaluations complémentaires de sûreté

Les travaux menés suite à la catastrophe de Fukushima, dans des délais très tendus, à travers le processus ECS marquent, dans leur principe, la rupture nécessaire dans la démarche d'évaluation de la sûreté. Ils constituent en ce sens un bon point de départ pour envisager le renforcement de la sûreté des réacteurs. Toutefois, ils présentent encore en l'état trop de limites et de lacunes pour fonder des décisions définitives.

On peut ainsi relever plusieurs faiblesses importantes des ECS comme base d'évaluation et de décision sur les prescriptions de renforcement des réacteurs. Ces faiblesses trouvent, pour une grande part, leur origine dans les limites fixées par leur cahier des charges ou dans l'interprétation étroite de ce cahier des charges par EDF dans ses rapports ECS.

• Limites méthodologiques

La première faiblesse se pose en termes de méthode même. Les conclusions apportées par EDF s'inscrivent, par contingence, dans les limites de la connaissance de l'état réel des réacteurs (par rapport à leur état supposé conforme), ainsi que des études existantes (les délais impartis ne permettant pas d'engager de nouvelles études).

Aussi, EDF écarte à de nombreuses reprises les hypothèses les plus pénalisantes en ne s'appuyant que sur son « jugement d'expert », c'est-à-dire sur la confiance que témoignent ses ingénieurs dans la qualité de la conception et de la construction de leurs propres installations. En d'autres termes, il semble indispensable de ne pas se tenir, au moins sur les points les plus sensibles, aux premières conclusions des ECS pour mener les études nécessaires à une meilleure caractérisation des phénomènes en jeu et des marges disponibles ou non dans l'état actuel des installations.

Ensuite, les situations étudiées dans les ECS, bien qu'elles se basent sur des hypothèses parmi les plus pénalisantes que l'on puisse imaginer pour les réacteurs, ne doivent pas être considérées comme « enveloppe » de l'ensemble des scénarios d'accident.

En effet, plusieurs éléments ne sont pas, ou pas suffisamment intégrés aux premières évaluations présentées par EDF dans le cadre des ECS :

- différents facteurs susceptibles de déclencher des situations accidentelles potentiellement distinctes de celles qui sont décrites dans les ECS ne sont pas retenus. Ainsi, les scénarios d'accident initiés par de graves défaillances matérielles sur les équipements, telle qu'une rupture du circuit primaire, ou par des erreurs humaines⁷⁰, ne sont pas étudiés ;
- de la même manière, toute aggravation secondaire des conditions premières de l'accident est écartée des analyses menées par EDF. En d'autres termes, il existe un risque que la situation postulée comme point de départ (séisme et/ou inondation et/ou perte d'alimentation électrique et/ou perte de refroidissement) entraîne elle-même, dans l'installation des ruptures dans les circuits primaire, secondaire du cœur ou dans les circuits de refroidissement de la piscine, des chutes de charge lourde⁷¹, des incendies, ou encore des explosions. Or ces différents risques, qui constituent autant de facteurs aggravants des situations accidentelles, ne sont pas pris en compte dans l'analyse d'EDF ;
- dans les évaluations proposées par EDF, cette logique s'applique y compris aux conséquences les plus pénalisantes, en termes de défaillance, des scénarios les plus redoutés. Ainsi, EDF admet le risque de fusion du cœur mais écarte, sur jugement d'expert, les risques consécutifs à un percement de la cuve et aux différentes interactions du corium avec l'atmosphère de l'enceinte (explosion d'hydrogène), avec l'eau (explosion de vapeur), ou avec le béton du radier (traversée du radier). De même, EDF admet le risque de découverture du combustible entreposé suite à un dénoyage de piscine, mais écarte la possibilité que ce risque conduise à un feu du combustible ;
- enfin, d'autres facteurs susceptibles, non pas d'aggraver l'état de l'installation elle-même mais de rendre plus difficile la gestion d'un accident, sont également écartés. Il s'agit notamment des défaillances secondaires pouvant intervenir sur des installations non classées pour la sûreté mais susceptibles par exemple de dégrader l'ambiance radiologique ou chimique sur le site, compliquant ainsi la tâche des équipes d'intervention.

• **Compléments à apporter**

En conséquence, les prescriptions fondées sur les ECS dans leur état actuel ne peuvent être considérées comme « enveloppe » de l'ensemble des renforcements des réacteurs qu'il convient d'envisager pour répondre aux défaillances identifiées dans la défense en profondeur des centrales contre des scénarios extrêmes.

Ainsi que l'avait recommandé WISE-Paris en 2012 avec l'IEER, les prescriptions de renforcement devraient pouvoir être fixées sur la base d'évaluations complétés par une étude plus large des scénarios⁷² :

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.*

70. Sans parler ici, dans la mesure où ce rapport ne se concentre que sur la sûreté et donc sur les situations accidentelles, de l'éventail des actions de malveillance pouvant viser à déclencher un scénario d'accident majeur. Ce point, bien qu'il ne soit pas discuté dans le présent rapport, ne saurait être écarté d'une décision globale, tenant compte de l'ensemble des enjeux, en matière de renforcement.

71. Notamment le risque, dans les réacteurs à rechargement de la piscine par le haut, de chute d'un lourd château d'entreposage du combustible pendant les opérations de transfert.

72. On peut souligner ici que ce point n'a pas fait l'objet de désaccord majeur dans les réunions avec l'ASN d'une part et avec l'IRSN d'autre part, au cours de laquelle les auteurs du rapport (IEER et WISE-Paris), accompagnés de leur commanditaire (Greenpeace France), ont pu présenter et discuter leurs principales recommandations, en février 2012.

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.*

Une autre faiblesse très évidente des ECS réside dans l'absence de démarche de rapprochement des phénomènes envisageables dans les scénarios les plus pénalisants d'accident avec les limites introduites à la robustesse des installations par les choix de conception et de dimensionnement à l'époque de leur construction. Ces choix jouent pourtant un rôle déterminant dans la capacité des différents réacteurs ou de leurs différentes parties à résister, en particulier si l'on se place dans les scénarios complétés en application des recommandations précédentes.

Il s'agirait par exemple d'analyser dans ce domaine les particularités des différents paliers du parc. On peut notamment relever, à titre d'exemple significatif, les différences qui ont été introduites dans la conception de l'enceinte de confinement, entre la paroi simple en béton armé doublée d'un liner métallique interne des réacteurs 900 MW, et la paroi double en béton respectivement précontraint et armé, mais sans liner des réacteurs 1.300 MW et 1.450 MW.

La double paroi a été conçue notamment pour mieux résister aux agressions externes, mais l'absence de peau métallique la rend plus vulnérable aux agressions internes telles qu'une forte explosion à l'intérieur de l'enceinte, au point, selon l'IRSN, que sa rupture soit plus probable que celle des 900 MW dans ce cas⁷³.

C'est également dès l'origine qu'a été introduite ce qu'il faut bien considérer aujourd'hui comme une faiblesse majeure dans la sûreté des réacteurs, au niveau des bâtiments combustible. En effet, les accidents concernant le cœur du réacteur ont pendant des décennies retenu toute l'attention, aux dépens des piscines d'entreposage du combustible usé qui n'ont pas été conçues, surveillées et réexaminées avec le même degré de préoccupation.

En conséquence, les piscines et les bâtiments combustibles ne sont pas dimensionnés au même niveau que les réacteurs et les bâtiments réacteurs, et n'offrent pas le même degré de résistance aux agressions externes, ainsi que de prévention des agressions internes et de résistance à ces mêmes agressions.

Aussi, les recommandations formulées en 2012 par WISE-Paris et l'IEER restent totalement d'actualité, et doivent être prises en compte dans la réflexion qui se poursuit sur le renforcement des réacteurs :

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).*

La dernière faiblesse identifiée dans les ECS en termes d'éclairage des besoins de renforcement des réacteurs prend un reflet particulier dans le cadre de la réflexion sur l'éventuelle prolongation de l'exploitation de ces installations, discutée dans le présent rapport. Cette faiblesse tient dans l'insuffisante prise en compte des écarts de conformité et des effets du vieillissement.

73. Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, *Évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima : comportement des installations nucléaires françaises en cas de situations extrêmes et pertinence des propositions d'améliorations*. Tomes 1 et 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, novembre 2011.

Comme on l'a vu dans la section précédente consacrée au vieillissement, il existe un écart permanent entre le référentiel des installations, c'est-à-dire l'état théorique sur lequel est basée l'évaluation de leur sûreté, et leur état réel. Cet écart est théoriquement positif, grâce aux marges introduites à la conception et à la construction dans les spécifications des systèmes, structures et composants par rapport aux performances visées. Mais il existe également un risque de non conformité. Le vieillissement, sans être le seul élément qui contribue à la non conformité, en est un des principaux facteurs. Plus largement, l'impact du vieillissement sur le réacteur, et la manière dont il tend généralement à dégrader les performances des dispositions de sûreté, est un élément essentiel à prendre en compte dans la réévaluation de sûreté des réacteurs français après Fukushima, compte tenu de l'âge moyen de ce parc.

Un problème majeur posé par l'état actuel des ECS est donc qu'elles ont jusqu'ici été menées indépendamment des considérations portées par ailleurs à la gestion du vieillissement des installations. En d'autres termes :

- l'impact du vieillissement existant sur les équipements, et la réduction des marges de sûreté vis-à-vis du dimensionnement par rapport aux marges prévues à la conception n'a pas été évalué. Les ECS s'appuient sur une vérification de conformité des installations (qui présente par ailleurs d'importantes faiblesses) : si un composant est jugé conforme, il est réputé intègre et comme neuf, avec la même marge vis-à-vis de ses spécifications qu'à l'état neuf ;
- l'impact à venir du vieillissement sur le comportement des équipements dans les scénarios postulés n'a pas été interrogé. Les évaluations proposées sur la tenue des équipements, y compris les plus sensibles comme la cuve et l'enclume, à des charges plus élevées que celles envisagées jusqu'à présent dans les études de sûreté se basent sur un état conforme aux spécifications d'origine.

Le vieillissement risque d'augmenter la sensibilité des lignes de défense des réacteurs à des événements extrêmes en augmentant le risque de défaillance des systèmes, structures et composants. La question des effets du vieillissement s'articule donc en fait très étroitement à celle de la révision post-Fukushima pour déterminer le type de renforcement nécessaire à la poursuite tout d'abord, et à la prolongation le cas échéant de l'exploitation des réacteurs.

Ce problème concerne à la fois les équipements les plus centraux, et l'ensemble des équipements plus diffus nécessaires à la sûreté. Parmi les équipements les plus cruciaux, on peut relever par exemple que certaines enceintes des réacteurs des 1.300 MW et 1.450 MW apparaissent d'ores et déjà dégradées, tandis que pour les cuves de plusieurs réacteurs de 900 MW, les marges estimées vis-à-vis du risque de rupture apparaissent insuffisantes avant même qu'ils atteignent 40 ans.

Dans ce domaine également, les recommandations formulées par l'IEER et WISE-Paris en 2012 conservent toute leur pertinence :

- 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.*

Ces différents points constituent autant de chantiers majeurs pour le travail qui reste à faire avant de tirer tout le retour d'expérience de la catastrophe de Fukushima, dont l'ASN a fixé l'horizon à une dizaine d'années. Il est toutefois impossible d'attendre cette échéance pour traduire les réflexions engagées et les premiers résultats obtenus en prescriptions de renforcement des installations.

Ceci est d'autant plus nécessaire dans le contexte du vieillissement du parc, de son franchissement de l'étape des 30 années d'exploitation – qui s'accompagne avec les réexamens décennaux d'un travail important de réévaluation de sûreté – et de l'approche de l'échéance majeure des 40 ans. Ainsi, l'ASN a tout à la fois intégré un certain nombre de réflexions tirées de ce retour d'expérience dans les prescriptions formulées pour les réacteurs qu'elle a autorisés à ce stade à fonctionner jusqu'à leur quatrième visite décennale, et produit des prescriptions spécifiquement tirées des évaluations complémentaires de sûreté pour tous les réacteurs.

La difficulté va bien sûr être, dans la perspective des décisions à prendre sur une éventuelle prolongation de la durée de vie de réacteurs, d'articuler ces prescriptions applicables avant l'échéance des 40 ans avec les prescriptions de renforcement qui pourraient s'appliquer au delà.

5. Renforcements engagés

La définition des nouvelles exigences de sûreté qui devraient s'appliquer en cas de prolongation de la durée de vie se trouve incontestablement au cœur des décisions à venir. Sur le plan de la doctrine, cette démarche suppose d'abord d'aller au bout de la réévaluation du risque posé par les réacteurs actuels, y compris en se projetant dans la perspective de leur vieillissement. Il faut ensuite envisager les possibilités de réduction du risque ainsi réévalué, et enfin décider du niveau d'acceptabilité du risque résiduel en fonction des améliorations possibles. En termes d'acceptabilité, ce résultat doit notamment être comparé au risque résiduel que l'on pourrait attendre de nouveaux réacteurs – auxquels le même effort de réévaluation et de réduction du risque doit par ailleurs être appliqué.

Cette réflexion sur les objectifs de sûreté qui pourraient être fixés pour les renforcements devra trouver une traduction à la fois technique et réglementaire. On peut s'appuyer, pour mettre ce point en discussion, sur l'analyse des processus déjà engagés. En effet, les exigences réglementaires en vigueur pour les réacteurs existants évoluent et différents renforcements sont d'ores et déjà prescrits ou préparés à travers les décisions de l'ASN. Entre les troisièmes réexamens de sûreté en cours ou en préparation, les premières étapes de la préparation de l'échéance du quatrième réexamen de sûreté, et les prescriptions issues de la démarche ECS, l'ASN impose des premières modifications, et fixe surtout des orientations sur les modifications plus lourdes à préparer.

Dans une dernière étape avant de s'interroger de manière plus prospective sur la nature des renforcements associés à une éventuelle prolongation, on dresse donc ici un inventaire plus pragmatique des principales prescriptions de renforcement déjà formulées par l'ASN.

Après un rappel des limitations du « référentiel de sûreté » applicable aux réacteurs actuels vis-à-vis du risque d'accident grave, des progrès visés dans ce domaine par le réacteur EPR et de certaines de ses propres limites par rapport au retour d'expérience de Fukushima, on examine les orientations données par l'ASN dans le cadre des deux principaux processus en cours :

- la démarche des réexamens de sûreté, qui combine des exigences sur le plan de la vérification de conformité d'une part et de réévaluation des objectifs de sûreté d'autre part, et qui intègre spécifiquement la question de la maîtrise du vieillissement à partir des troisièmes réexamens en cours sur les 900 MWe et en préparation sur les 1.300 MWe ;
- la démarche des évaluations complémentaires de sûreté menée après la catastrophe de Fukushima, et qui a débouché sur une série de décisions de l'ASN entre janvier 2012 et janvier 2014.

Une large part des décisions porte toutefois sur des réflexions, études, propositions à qualifier avant d'envisager leur traduction concrète en renforcements. On s'intéresse donc aussi plus spécifiquement aux prescriptions de renforcement appliquées, au sens où elles débouchent dès aujourd'hui (voire ont déjà débouché) sur des modifications matérielles concrètes des installations. On examine particulièrement dans ce cadre les modifications demandées par l'ASN aux cinq réacteurs qui ont fait à ce jour l'objet d'un avis favorable de sa part concernant leur poursuite d'exploitation au-delà de 30 ans, jusqu'à 40.

5.1. Référentiel de sûreté

Chaque réacteur nucléaire obéit à un cadre très détaillé d'exigences de sûreté qui combine des règles génériques à l'ensemble des réacteurs, des spécificités propres à chaque palier, et des particularités propres à chaque réacteur, en fonction notamment des caractéristiques de son environnement. L'ensemble de la réglementation et des textes définissant les exigences de sûreté, de conception et d'exploitation applicables à un réacteur constitue son référentiel de sûreté.

Le référentiel de sûreté applicable aux réacteurs combine de nombreux textes de plusieurs niveaux réglementaires, qui vont des principes et objectifs généraux de sûreté jusqu'au détail des dispositions de conception et d'exploitation. Les principaux éléments de ce référentiel sont :

- les textes réglementaires, relatifs notamment au régime des Installations nucléaires de base, et les Règles fondamentales de sûreté (RFS)⁷⁴ fixées par les pouvoirs publics ;
- les codes et normes applicables à la conception et à l'exploitation, proposés par les constructeurs (et pour les plus importants, approuvés par les pouvoirs publics) ;
- le rapport de sûreté du réacteur⁷⁵. Celui-ci décrit l'environnement de l'installation, rappelle les principes généraux de sûreté applicables au réacteur, détaille les caractéristiques générales et les options techniques retenues, les principes d'exploitation, les exigences de sûreté attachées aux différents éléments du réacteur. In fine, il présente la démonstration générale du fait que les dispositions retenues depuis la conception jusqu'à la fin d'exploitation respectent les exigences de sûreté, en particulier celles qui sont de nature réglementaire ;
- les Règles générales d'exploitation (RGE), qui elles-mêmes intègrent les Spécifications techniques d'exploitation. Ces règles détaillent l'organisation et le fonctionnement de l'exploitation et les règles de conduite, ainsi que les procédures de contrôles et d'essais périodiques applicables ;
- le Plan d'urgence interne (PUI), relatif à l'organisation prévue par l'exploitant en cas de situation accidentelle.

Ce référentiel est pour l'essentiel défini à la conception du réacteur. Il est ensuite précisé, notamment du point de vue des règles d'exploitation, jusqu'à la mise en service du réacteur, où il est figé. Le détail des règles applicables évolue ensuite en permanence au cours de l'exploitation, mais il est pour l'essentiel renforcé – et à nouveau figé –, pour chaque palier de réacteurs, à chaque réexamen de sûreté. Ce processus évolutif montre toutefois d'importantes limites liées à la difficulté d'intégrer de nouvelles exigences quand elles touchent en profondeur à la conception initiale.

La comparaison du calendrier des principaux accidents de réacteurs observés sur le parc nucléaire mondial et du calendrier de la réalisation du parc nucléaire français éclaire les implications de cette limite à l'intégration du retour d'expérience.

Ainsi, 32 des 58 réacteurs, soit plus de la moitié du parc actuel, étaient déjà en construction, voire en exploitation lorsque s'est produit, le 28 mars 1979, l'accident de Three Mile Island, aux États-Unis. En fait, 47 d'entre eux l'étaient lorsque les responsables de la sûreté nucléaire en France ont reconnu, en

74. On compte plusieurs dizaines de Règles fondamentales de sûreté (RFS) applicables aux réacteurs à eau pressurisée, ainsi que des guides de l'ASN associés, et dont les plus anciennes remontent à 1980. Elles couvrent des domaines extrêmement divers, tels que la prise en compte de certains types d'agressions (séisme, inondations, incendie, chutes d'avion, risques liés à l'environnement industriel...), l'instrumentation (instrumentation sismique, mesure météorologique...), la conception et la réalisation (circuits, ouvrages de génie civil, matériels mécaniques, matériels électriques...), ou encore aux méthodes de justification (utilisation du critère de défaillance unique, utilisation des études probabilistes de sûreté...).

75. On distingue trois étapes d'élaboration et de validation de ce rapport. Le Rapport préliminaire de sûreté est celui sur la base duquel est instruite, à l'origine, l'autorisation de création du réacteur. Il est ensuite complété pour devenir le Rapport provisoire de sûreté, qui sert de base au moment du démarrage de l'installation. Puis, après que les tests en fonctionnement ont eu lieu, il est complété pour devenir le Rapport définitif de sûreté lors de la mise en service industrielle du réacteur.

1981, les « faiblesses qui ont été mises en évidence dans l'approche de sûreté antérieure »⁷⁶. Et seuls les deux derniers réacteurs du palier N4 ont été mis en construction après l'accident de Tchernobyl, en Ukraine, le 26 avril 1986. En fait, l'essentiel de la conception des réacteurs des paliers CP0 à P'4 s'est déroulé avant le 1^{er} accident, et celle des réacteurs N4 avant le 2^{ème} accident.

Aussi, comme l'a récemment rappelé l'IRSN dans son ouvrage de référence sur les accidents graves de réacteurs, « lors de la conception des réacteurs actuellement en exploitation, la défense en profondeur ne comprenait que trois niveaux »⁷⁷. Cela signifie que les concepteurs des réacteurs ont considéré à l'époque que les lignes de défense du niveau 3 étaient suffisantes, c'est-à-dire que les dispositifs de prévention du risque d'un accident avec fusion du cœur éliminaient en pratique ce risque. Ce n'est qu'après l'accident de Three Mile Island que le concept de défense en profondeur a été étendu pour traiter ce type d'accident.

C'est ainsi qu'a été ajoutée, avec le niveau 4, une couche de défense basée sur des dispositifs qui cherchent à maîtriser la fusion du cœur et à en limiter les conséquences : il s'agit notamment, du point de vue matériel⁷⁸, des procédures ultimes (dont le recours aux filtres à sable U5), d'autres moyens spécifiques tels que les recombineurs d'hydrogène. Enfin, puisque dans ces situations d'accident grave, des rejets dans l'environnement ne peuvent pas être écartés, le niveau 5 intervient, en ligne de défense ultime, pour limiter les conséquences sur les populations de ces rejets, notamment dans le cadre des Plans particuliers d'intervention établis par les pouvoirs publics autour de chaque centrale – qui, à ce jour, prennent en compte les rejets « maîtrisés » d'un accident grave mais pas ceux, potentiellement beaucoup plus massifs d'un accident majeur⁷⁹.

D'un point de vue conceptuel, cette démarche d'addition de couches supplémentaires ne peut être rigoureusement équivalente à une prise en compte dès la conception des situations en jeu. Les ECS ont clairement révélé cette différence lorsqu'elles ont mis en évidence, par exemple, que les dispositifs tels que les filtres U5 n'ont pas été dimensionnés pour une tenue au séisme maximale. Ainsi, dans un scénario tels que ceux considérés dans les ECS, où un séisme d'une amplitude supérieure au dimensionnement des dispositifs essentiels pour la sûreté aux niveaux 1 à 3 conduirait à leur défaillance et à une situation d'accident grave, les dispositions justement prévues au niveau 4 pour gérer cette situation seraient, par construction, elles-mêmes défaillantes...

Ce n'est qu'après l'accident de Tchernobyl qu'a été pris un tournant consistant à considérer les accidents résultant de défaillances multiples et les accidents de fusion du cœur dans la conception initiale des nouveaux réacteurs. C'est le cas du projet de réacteur EPR en construction à Flamanville, qui marque l'aboutissement d'un programme engagé dès la fin des années quatre-vingt face pour intégrer le retour d'expérience de Three Mile Island et Tchernobyl en vue d'améliorer la sûreté du futur parc en France.

76. P. Tanguy, Directeur de l'IPSN, « L'impact de Three Mile Island », in *Les réalités de la sécurité nucléaire après Three Mile Island*, Compte-rendu des journées d'information tenues à Paris les 9 et 10 juin 1981, SFEN, 1981.

77. D. Jacquemain (Coord.), *Les accidents de fusion du cœur des réacteurs nucléaires de puissance*, IRSN / EDP Sciences, Collection sciences et techniques, 444 p., novembre 2013.

78. Ce niveau inclut également d'importantes dispositions de nature organisationnelle, avec le Guide d'intervention en accident grave (GIAG) et le Plan d'urgence interne (PUI) de l'installation.

79. Ainsi les PPI considèrent de manière générique deux scénarios d'accident grave sans commune mesure avec le déroulement d'une catastrophe comme celle de Fukushima :

- un accident de rupture d'un tube de générateur de vapeur (RTGV) conduisant à une contamination de l'eau du circuit secondaire par le circuit primaire et à des rejets immédiats mais limités et sous forme de vapeur,

- un accident de brèche dans le circuit primaire conduisant à une surpression dans le bâtiment réacteur gérés par le système de décompression-filtration de l'enceinte.

Ces scénarios conduisent en général à ne pas à prévoir de mesures d'évacuation au-delà d'un périmètre de 5 km, comme l'illustre l'un des PPI les plus récents, celui de la centrale de Nogent-sur-Seine, dont les Préfets de l'Aube et de Seine-et-Marne ont conjointement approuvé la révision par un arrêté daté du jour même du début de l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011.

Ainsi le réacteur EPR a été conçu dès l'origine pour mieux résister aux agressions diverses et réduire à la fois la probabilité (prévention) et les conséquences (limitation des impacts) de scénarios d'accidents graves. Les principales avancées de la conception de l'EPR, concernant la sûreté, portent sur :

- le renforcement de l'enceinte de protection du bâtiment réacteur et l'extension d'une protection béton à d'autres bâtiments abritant certains dispositifs de secours et de sauvegarde ainsi, surtout, que la piscine de désactivation ;
- 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 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 la réduction des probabilités d'événements graves grâce à la défense en profondeur qui fondent la doctrine de sûreté des réacteurs existants. Ainsi, par rapport à des objectifs indicatifs en termes de probabilités d'accident respectivement fixés 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 site, 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 an. Cet objectif doit après Fukushima être fortement relativisé, comme cela a été discuté plus tôt, par le rapprochement de ces probabilités avec les statistiques d'accident observées.

Les exigences de sûreté applicables aux réacteurs existants peuvent utilement être comparées aux exigences qui sont ou seraient applicables à de nouveaux réacteurs, donc concrètement au projet de réacteur EPR. Il représente le niveau considéré comme celui de référence par l'ASN. Comme celle-ci l'a rappelé à plusieurs reprises, « *le maintien dans la durée d'un niveau de sûreté satisfaisant exige (...) de s'assurer de l'état des installations et de leur conformité aux exigences de sûreté, [et] de réévaluer périodiquement ces exigences et d'améliorer les installations pour rapprocher leur niveau de sûreté de celui des installations les plus récentes* »⁸⁰.

Il faut toutefois également souligner qu'en termes d'orientations de sûreté, la conception de l'EPR a été achevée bien avant la catastrophe de Fukushima, et qu'elle mérite aujourd'hui, au même titre que celle des réacteurs en service, d'être confrontée à ce retour d'expérience.

Le processus des ECS et ses prolongements ont fait apparaître, concernant le projet de réacteur EPR en construction à Flamanville des éléments de discussion tels que l'implantation vulnérable de ses groupes Diesel de secours, le niveau de protection de sa salle de commande contre un accident du cœur, ou encore le degré de sûreté de sa piscine d'entreposage. Ces éléments témoignent du fait que, bien que renforcée, la conception générale des lignes de défense en profondeur de l'EPR reste inscrite dans un cadre de référence antérieur à Fukushima.

D'autres éléments de vulnérabilité pourraient apparaître si le champ des scénarios envisagés dans le contexte des ECS venait à s'élargir, conformément aux recommandations formulées plus haut à propos des réacteurs existants, pour prendre en compte d'autres initiateurs d'accident, tenir compte des agressions induites, et examiner de façon déterministe les conséquences des phénomènes les plus redoutés. Il convient également de rappeler que des éléments très importants de la démonstration générique de sûreté restent encore suspendus à la poursuite de certaines études complémentaires, autour notamment de points cruciaux tels que son système entièrement numérique de contrôle-commande ou son dispositif innovant de récupérateur de corium.

L'EPR mérite également d'être regardé à la lumière des leçons de Fukushima sur l'importance de considérer, en amont de toutes lignes de défense en profondeur, la notion même de potentiel de danger. Or, l'EPR intègre dans sa conception même des facteurs qui renforcent ce potentiel de danger par rapport aux réacteurs existants :

80. Autorité de sûreté nucléaire, *Rapport annuel 2012*, Paris, mars 2013, 542 p.

- le premier est l'augmentation de sa capacité de production, donc de la puissance thermique du cœur et de la masse de combustible qu'il contient, progressivement introduite pour compenser par un effet de taille le coût croissant des dispositions de sûreté ajoutées au fil de la conception. Avec 1.650 MW, le réacteur EPR est le plus gros des réacteurs existants comme en construction et même en projet (et son dimensionnement peut aller jusqu'à 1.800 MW). Il est deux fois plus gros que celui de chacun des réacteurs dont les cœurs ont fondu à Fukushima ;
- ce cœur est par ailleurs conçu pour fonctionner avec du combustible pouvant atteindre un taux de 70 GW.j/t, sans précédent dans ce type de réacteur⁸¹, ce qui représente bien sûr une charge supplémentaire en fonctionnement, et une augmentation de 30 % environ de la puissance thermique résiduelle par rapport au combustible actuel ;
- signe supplémentaire de l'absence de préoccupation spécifique pour le potentiel de danger dans la conception même de l'EPR, celui-ci est initialement conçu pour fonctionner avec un cœur contenant jusqu'à 100 % de combustible MOX, ce qui augmenterait d'un facteur 5 ou 6 le taux de plutonium dans le cœur par rapport aux réacteurs actuels.

Ainsi, l'EPR se présente comme le réacteur le plus sûr... ou comme le plus dangereux au monde : un réacteur où l'on a renforcé la prévention du risque que le danger nucléaire s'exprime, mais où l'on a, en contrepartie, augmenté ce danger même.

81. Le taux de combustion mesure, en lien avec le taux de matières fissiles initialement introduites dans le combustible neuf, la quantité d'énergie par masse de matière combustible qui sera extraite pendant son passage dans le cœur. Ce taux est mesuré par la puissance moyenne délivrée pendant un certain temps par quantité de matière, qui s'exprime en gigawatt-jour par tonne (GW.j/t). Les réacteurs actuels d'EDF ont été initialement conçus pour un taux de combustion de 33 GW.j/t, qui a progressivement été porté aux environs de 50 GW.j/t.

5.2. Exigences de renforcement applicables

Même s'il n'est pas question dans ces démarches d'aligner le référentiel de sûreté des réacteurs existants sur celui d'un nouveau réacteur comme l'EPR, différents processus sont à l'œuvre pour améliorer la sûreté. Les deux principaux sont les réexamens de sûreté menés en application du principe de révision décennale de la sûreté des réacteurs, et les réévaluations de sûreté menées dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima. Ces processus produisent aujourd'hui plusieurs évolutions notables des exigences applicables aux réacteurs existants.

a. Réexamens de sûreté

Les réacteurs nucléaires du parc d'EDF ont dès leur autorisation de création, sous l'ancien régime des Installations nucléaires de base (INB) du 11 décembre 1963, été soumis au principe d'un réexamen périodique de sûreté, conditionnel de la poursuite de leur exploitation par tranche de dix ans. Ainsi, il n'existe réglementairement ni garantie pour l'exploitant de fonctionnement pour une certaine durée de vie définie à l'avance, ni définition a priori d'une durée maximale de fonctionnement après laquelle les réacteurs devraient dans tous les cas s'arrêter.

Ce principe de réexamen décennal a été consolidé par la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (loi TSN), qui précise, dans son article 29, que « *l'exploitant d'une Installation nucléaire de base (INB) procède tous les 10 ans au réexamen de sûreté de son installation* ». L'article 24 du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base, pris en application de la loi TSN, indique que « *l'obligation de réexamen de sûreté est réputée satisfaite lorsque l'exploitant remet aux ministres chargés de la sûreté nucléaire et à l'autorité de sûreté son rapport sur ce réexamen* ».

Bien que ces deux obligations réglementaires soient distinctes, le réexamen décennal coïncide en pratique avec le contrôle de l'étanchéité du circuit primaire, prévu par l'article 15 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la conception et à l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux. Celui-ci impose que soit réalisée tous les dix ans une requalification complète du circuit primaire comprenant une inspection du circuit, une épreuve hydraulique (EHY) et un examen des dispositifs de sécurité. Il est à noter que, compte tenu de l'importance cruciale de l'état du circuit primaire pour la sûreté, et des effets du vieillissement, l'arrêté impose une visite approfondie supplémentaire entre deux inspections décennales à partir de 30 ans.

La troisième barrière de confinement que constitue l'enceinte du bâtiment réacteur fait aussi l'objet d'un contrôle décennal, introduit dans les règles d'exploitation par le décret d'autorisation du réacteur. Une épreuve de mise en pression permet d'évaluer, à chaque visite décennale, l'évolution de l'étanchéité de l'enceinte.

• Démarche des réexamens de sûreté

Le réexamen de sûreté consiste, dans son principe, en « *une ré-interrogation régulière de la conception initiale* »⁸² de chaque réacteur, qui intègre la connaissance de l'état de ce réacteur en fonction de l'historique de son exploitation, l'évolution des connaissances et du retour d'expérience au niveau français et international, et l'évolution des exigences. Ainsi, ce réexamen de sûreté combine une démarche d'examen de conformité des réacteurs aux exigences de sûreté, et une démarche d'amélioration du niveau de sûreté par des modifications ciblées.

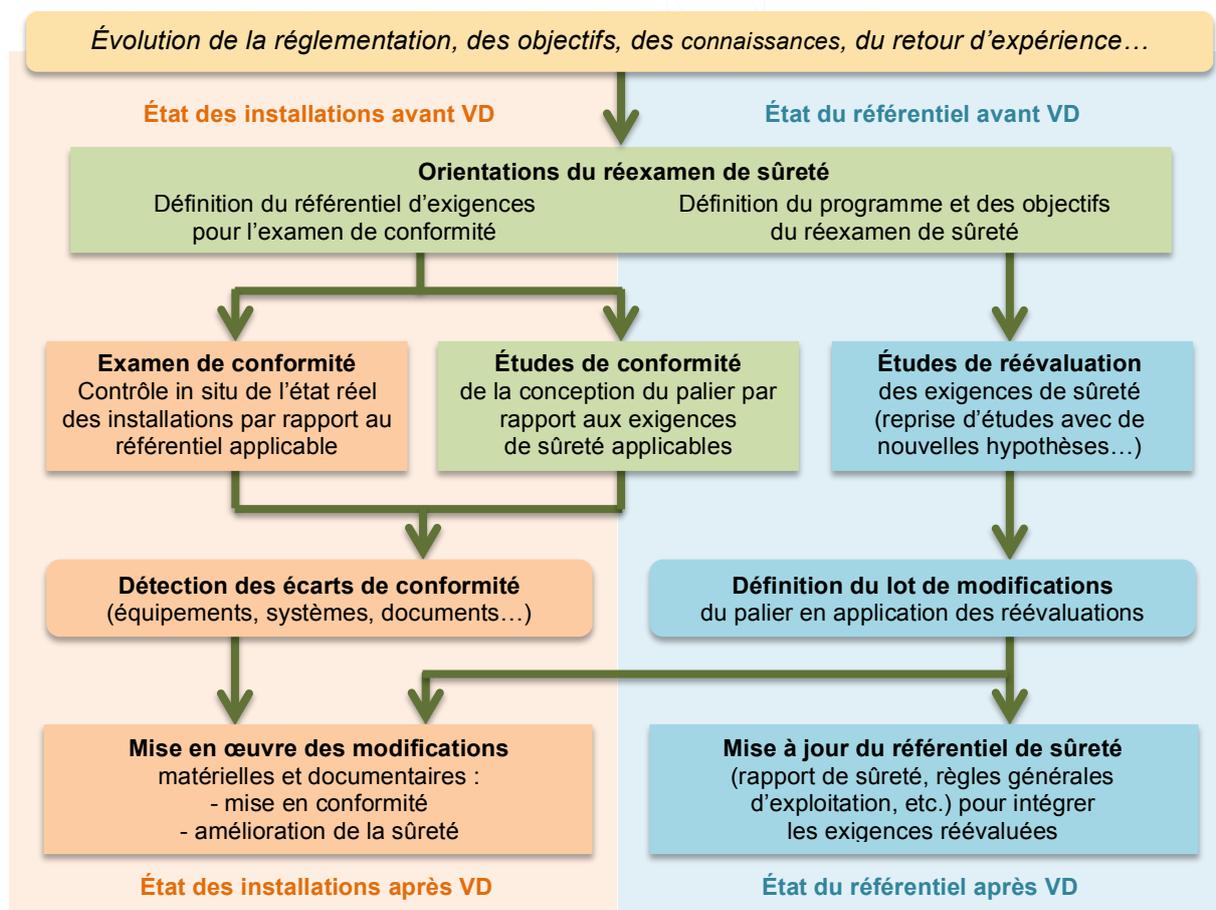
82. Bernard Laponche, Yves Marignac, *La sûreté des installations nucléaires*, note de Global Chance, Paris, décembre 2011, 19 p.

La démarche de réexamen de sûreté est, comme l'ensemble de la démonstration de sûreté des installations nucléaires, basée sur les propositions et sur les études de l'exploitant EDF, qui sont ensuite évaluées pour avis par l'IRSN et font l'objet d'un contrôle et de décisions de l'ASN. De plus, compte tenu du caractère standardisé du parc nucléaire français, la démarche de réexamen de sûreté est conduite par palier de puissance (900 MW, 1.300 MW, 1.450 MW), sur un plan générique commun aux réacteurs du palier avant d'être déclinée unité par unité. Ainsi, le réexamen de sûreté d'un palier pour une visite décennale considérée, par exemple la VD3 des réacteurs 900 MW, qui est conduite actuellement, combine :

- au niveau générique, le recensement des exigences applicables aux réacteurs du palier justifiant d'une attention particulière lors du réexamen, sur la base d'une proposition de démarche programme soumise par EDF à l'ASN et complétée après prise en compte de ses demandes complémentaires ;
- au niveau générique également, la définition, sur proposition d'EDF amendée par l'ASN après avis de l'IRSN, d'un lot de modifications matérielles et documentaires correspondant à une réévaluation de la sûreté applicable aux réacteurs du palier ;
- au niveau de chaque réacteur, la vérification de la conformité de l'installation, en général et sur les points d'attention retenus (processus dit ECOT, pour Examen de CONformité de Tranche), qui commence deux cycles de rechargement du combustible avant la visite pour être achevée au moment de la visite décennale ;
- au niveau de chaque réacteur également, la mise en œuvre des modifications matérielles et documentaires retenues, une fois adaptée des spécifications génériques aux particularités de chaque réacteur.

Figure 12 Démarche de réexamen de sûreté

Processus de mise en conformité, d'amélioration de la sûreté et de réévaluation du référentiel de sûreté

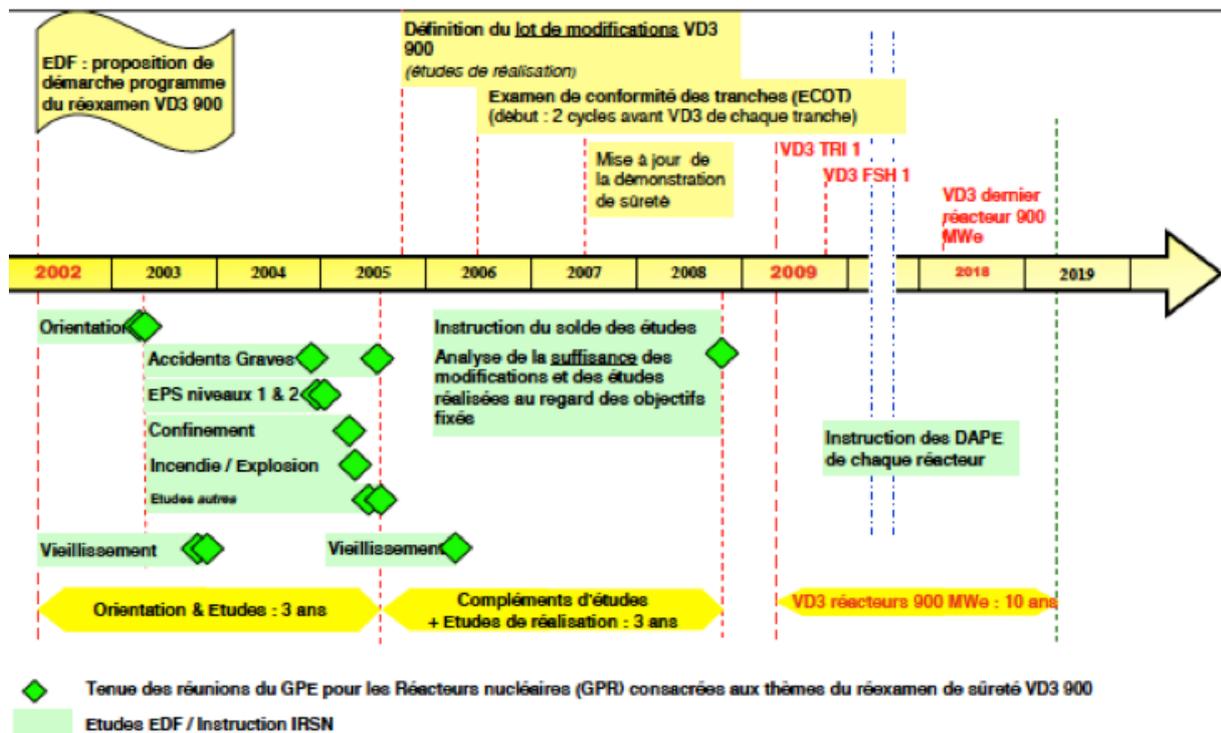


Source : d'après IRSN, 2009

Ce processus, compte tenu notamment des études à réaliser au niveau des orientations génériques puis de l'application par tranche, des délais d'instruction des dossiers, et du calendrier d'arrivée aux échéances des réacteurs du palier, s'étale sur une période très longue. Ainsi, il s'est par exemple écoulé 7 ans entre le démarrage de l'instruction du dossier générique VD3 900 MW, en 2002, et le début effectif de la troisième visite décennale de la première tranche, Tricastin-1, en 2009. Et il devrait s'écouler environ 10 ans avant la fin de la visite décennale du dernier réacteur de 900 MW, prévue aux environs de 2018. L'ensemble du processus couvre donc une période de près de 17 ans.

Figure 13 Processus de réexamen de sûreté

Les différentes étapes de l'instruction et de la mise en œuvre du réexamen VD3 900 MW



Source : d'après IRSN, 2011

C'est en 2001, alors qu'EDF préparait le dossier de réexamen décennal VD3 pour le palier des réacteurs 900 MW, que l'ASN lui a formellement demandé pour la première fois d'intégrer la question du vieillissement à ce réexamen. En effet, l'ASN a indiqué à EDF : « je considère l'étape des 3^{èmes} visites décennales comme fondamentale dans la connaissance précise de l'état des réacteurs et dans votre capacité à poursuivre le cas échéant leur exploitation. Je souhaite donc disposer, pour cette échéance, des éléments nécessaires pour me prononcer sur la poursuite de leur exploitation. Dans cette perspective, j'estime nécessaire que vous prépariez, préalablement aux VD3 et pour chaque réacteur concerné, la démonstration de sa possible exploitation au-delà de cette échéance dans des conditions de sûreté satisfaisante »⁸³.

L'ASN a proposé alors que cette démonstration conduise à la constitution de Dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation au-delà des VD3, ou DAPE.

83. Instruction donnée par l'ASN à EDF en 2001, rapportée par l'IRSN lors d'une réunion de la Commission locale d'information de Cruas-Meysses. Conseil général d'Ardèche, *Compte-rendu de la réunion de la CLI de Cruas-Meysses du vendredi 11 juillet 2011*, Privas, 25 août 2011, 72 p.

• Réexamen de sûreté VD3 des réacteurs 900 MW

C'est bien sûr pour les réacteurs de 900 MW que la démarche de réexamen lié à la 3^{ème} visite décennale est la plus avancée, puisque sa partie générique est achevée et que les visites décennales de réacteurs sont engagées. Il convient de noter que le référentiel de sûreté avant réexamen intègre déjà des modifications significatives par rapport au référentiel issu de la VD2 de ce palier, qui est entré en vigueur en 1997 : il s'agit d'une part de l'évolution vers la gestion « parité MOX » du combustible dans les réacteurs concernés (adaptation des règles d'exploitation à une progression des taux de combustion, etc.), et d'autre part du retour d'expérience de l'inondation externe du site du Blayais en 1999⁸⁴.

La partie générique du réexamen de sûreté des 900 MW, commencée en 2002, s'est conclue en 2009 par la lettre de position de l'ASN. Cette position est la suivante : « sur la base des éléments portés à la connaissance de l'ASN et de son appui technique l'IRSN, en particulier les études génériques effectuées et les modifications envisagées, et compte tenu des avis formulés par le Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, l'ASN n'identifie pas d'éléments mettant en cause [la] capacité à maîtriser la sûreté des réacteurs de 900 MWe jusqu'à 40 ans après leur première divergence »⁸⁵.

La position de l'ASN s'assortit d'un certain nombre de demandes sur des actions complémentaires à entreprendre en regard des études présentées par EDF à l'appui de son dossier et des avis de l'IRSN⁸⁶ et du Groupe permanent⁸⁷. Les modifications prévues par EDF et les compléments demandés par l'ASN concernent des modifications documentaires, des évolutions des règles d'exploitation, mais aussi certaines modifications matérielles des réacteurs jugées nécessaires, dans le référentiel de sûreté alors en vigueur, pour poursuivre leur exploitation jusqu'à 40 ans.

Au total, l'IRSN recensait à l'issue de l'examen du dossier « une trentaine de modifications, ou ensembles de modifications, matérielles mais également d'exploitation »⁸⁸ destinées à atteindre les objectifs de sûreté (corrections d'écarts identifiés dans le cadre des études de conformité) ou à améliorer le niveau de sûreté (démarche de réévaluation des exigences). Les principales modifications proposées, complétées par des demandes de l'ASN, portent sur trois grands volets.

Le premier concerne les agressions internes et externes, qui couvraient un champ vaste⁸⁹ d'événements, avec des renforcements principalement concentrés sur :

-
84. La centrale du Blayais a en effet connu lors de la grande tempête de décembre 1999 une situation très délicate d'inondation de ses parties basses entraînant la défaillance de plusieurs systèmes de sauvegarde, dont les générateurs Diesel de secours d'une partie des réacteurs, en même temps que de perte de son alimentation électrique externe suite aux dégâts causés par la tempête sur le réseau. Un plan de renforcement de la protection des réacteurs des centrales concernées par un risque semblable d'inondation a alors été défini, avec un déploiement prévu au plus tard dans le cadre des modifications de conformité des réexamens de sûreté VD3.
 85. Lettre DEP-PRES-0077-2009 du 1^{er} juillet 2009 du Président de l'ASN au Président d'EDF à propos des « Réacteurs nucléaires REP d'EDF – Position de l'ASN sur les aspects génériques de la poursuite de l'exploitation des réacteurs de 900 MWe à l'issue de la troisième visite décennale ». L'ASN précise que « cette appréciation générique ne tient pas compte d'éventuelles spécificités des réacteurs », qui sera intégrée à la décision ultérieure « sur l'aptitude individuelle de chaque réacteur à la poursuite d'exploitation ».
 86. IRSN, *Le réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisième visites décennales – Rapport de synthèse de l'instruction technique réalisée par l'IRSN* (rapport DSR n° 285), Fontenay-aux-Roses, décembre 2009, 34 p.
 87. Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, *Avis relatif au bilan du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe dans le cadre de leurs troisième visites décennales*, 20 novembre 2008.
 88. Christian Pignolet, Bureau des réexamens de sûreté de la Direction de la sûreté des réacteurs de l'IRSN, « Les conclusions du réexamen générique de sûreté des réacteurs de 900 MWe », Dossier - La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires, *Contrôle*, n° 184, juin 2009.
 89. Les principales agressions considérées dans les études menées pour ce réexamen de sûreté sont : les inondations internes, les explosions d'origine interne aux sites, l'incendie, le séisme, les agressions d'origine climatique (tempêtes, tornades, feu de forêt, neige, frasil, canicule, foudre...), la dérive des nappes d'hydrocarbures, et les agressions externes susceptibles d'entraîner simultanément la perte de la source froide et des alimentations électriques. Ce dernier point, qui préfigure le type de scénarios à considérer au vu du retour d'expérience de Fukushima, est issu de l'analyse de l'événement de décembre 1999 au Blayais. Chaque événement – perte du réseau électrique et inondation des parties basses – avait été considéré séparément dans l'analyse de sûreté, et jugé séparément acceptable, mais leur conjonction

- la tenue au séisme, en lien avec la RFS 2001-01⁹⁰, dont l'application entre dans le référentiel de sûreté à partir de la VD3. Cette règle conduit en effet à une réévaluation des spectres sismiques retenus dans la démonstration de sûreté qui implique le renforcement d'ouvrages, structures et équipements pour assurer leur tenue au séisme à ce nouveau niveau ;
- l'introduction de différentes dispositions permettant d'améliorer la résistance des ouvrages et des équipements aux agressions climatiques réévaluées, notamment les vents forts ou le frasil ;
- les dispositions de prévention et de lutte contre l'incendie, avec le renforcement des hypothèses dimensionnantes⁹¹ et le renforcement de la prévention et de la protection contre le feu là où les marges apparaissent insuffisantes ;
- le risque d'explosions d'origine interne aux sites, dont l'ASN relève qu'il n'existait pas jusque là de référentiel suffisamment complet pour les traiter. Si l'ASN juge le référentiel « explosion » mis en place par EDF satisfaisant, elle souligne toutefois deux faiblesses. Sa première porte sur l'observation de corrosion et de fatigue vibratoire sur les tuyauteries véhiculant de l'hydrogène, qui l'amène à demander à EDF « *de prendre les dispositions de conception, construction ou exploitation (y compris de maintenance)* » nécessaire pour prévenir ces phénomènes. La seconde demande concerne le renforcement de l'analyse du risque d'explosion à l'intérieur des bâtiments de l'îlot nucléaire, et le cas échéant des dispositions associées ;
- le renforcement de l'autonomie de chaque tranche, et de chaque site, vis-à-vis d'agressions externes de mode commun engendrant la perte de la source froide ou la perte des alimentations électriques externes. L'ASN considère à cette époque « *qu'EDF a justifié la capacité des sites à maîtriser une situation de type HI ou MDTE pour l'ensemble des réacteurs* ». Elle considère cependant que cette justification est fondée sur l'utilisation de moyens opérationnels dont la disponibilité, l'opérabilité et la tenue aux agressions doit être démontrée et demande donc que des exigences correspondantes soient introduites dans les RGE pour garantir le bon fonctionnement de ces moyens. Un point particulier d'amélioration prévu dans ce cadre concerne la fiabilité des groupes Diesel de secours ;

Le deuxième grand volet de modifications est tiré des études relatives aux accidents et à leurs conséquences radiologiques⁹². Dans ce domaine, les principaux points relatifs à des modifications matérielles demandées ou envisagées se partagent entre des dispositions de prévention ou de gestion de l'accident grave sur le réacteur, des dispositions de maîtrise des rejets susceptibles d'être engendrés par cet accident, et des dispositions relatives à la sûreté de la piscine d'entreposage.

Concernant la prévention et la gestion de l'accident grave, il s'agit de :

- la détection du percement de la cuve et la prévention du risque hydrogène associé. L'ASN rappelle qu'elle avait demandé dès 2005⁹³ à EDF d'implanter un dispositif de détection du corium dans le puits de cuve sur l'ensemble des réacteurs au plus tard lors de leur VD3, ainsi que d'étudier l'implantation d'une instrumentation relative au risque hydrogène. L'ASN considère que « *les solutions retenues par EDF sont pertinentes dans leur principe mais insuffisantes dans leur déclinaison pratique* », et formule plusieurs demandes complémentaires. Il s'agit notamment d'une part de mieux « *s'assurer de la disponibilité de l'instrumentation servant à la détection du percement de la cuve (thermocouple)* », et d'autre part « *d'équiper plusieurs recombineurs auto-catalytiques passifs d'hydrogène avec l'instrumentation permettant d'évaluer en temps réel l'évolution du risque hydrogène sur la base d'une justification du choix de leurs emplacements* » ;

n'avait pas été étudiée, car il n'avait pas été imaginé qu'un événement unique pourrait engendrer ces deux effets simultanément.

90. Règle fondamentale de sûreté RFS-2001-1 (RFS-I.1.c.) du 31 mai 2001 relative à la détermination du risque sismique pour le sûreté des installations nucléaires de base de surface.

91. Concernant la durée envisageable d'un feu dans les locaux contenant des protections, l'IRSN note dans sa synthèse, *op. cit.*, que « *les durées ayant servi au dimensionnement de ces protections ont été établies sur la base d'une courbe qui n'apparaît plus représentative des conditions rencontrées dans les locaux des installations REP en exploitation* ».

92. Les principaux points analysés concernent : la prise en compte du risque de rupture de la cuve par surpression à froid, la prise en compte du risque de dilution de bore dans le circuit primaire, les situations RTGV, le confinement en situation post-accidentelle, l'opérabilité des matériels H et U, et l'instrumentation utilisée pour appliquer les procédures de gestion accidentelle et assurer une éventuelle surveillance post-accidentelle.

93. Lettre ASN DEP-SD2-0500-2005 du 21 octobre 2005.

- les situations de brèche du circuit primaire hors de l'enceinte de confinement (V-LOCA), et plus particulièrement de rupture de la barrière thermique d'une pompe primaire. La maîtrise de cette situation repose sur la capacité, postulée par EDF, à refermer une vanne pour isoler le RRI après cette rupture. L'ASN juge que cette capacité n'est pas garantie et demande à EDF de proposer sous 9 mois une modification de conception vis-à-vis de ce risque et son calendrier de mise en œuvre ;
- le risque de dilution de bore dans le circuit primaire, en particulier celui de dilution hétérogène par formation d'un bouchon d'eau claire au niveau de l'échangeur CEPP⁹⁴. Suite à une demande formulée également en 2005, EDF a transmis des analyses concluant que ce scénario ne pourrait pas conduire à un accident de dilution inacceptable. L'ASN indique que son analyse reste en cours et réserve sa position ultérieure sur la nécessité éventuelle de dispositions pour éliminer ce risque ;
- la création d'un automatisme de protection permettant « d'éliminer pratiquement » le risque de surpression à froid du circuit primaire lorsque sa température est basse (à l'arrêt), en regard du risque de rupture de la cuve (liée à l'élévation de la température de transition fragile-ductile de son acier).

Les principales dispositions complémentaires pour améliorer la gestion des situations d'accident grave concernent :

- la fiabilisation de l'ouverture des soupapes du pressuriseur, afin de garantir en cas d'accident grave la dépressurisation du circuit primaire nécessaire pour éviter une fusion « en pression » du cœur (au-delà de 20 bar) ;
- le remplacement de certaines vannes pour fiabiliser la fonction de recirculation de l'eau injectée dans le circuit primaire pour refroidir le cœur, compte tenu de la réévaluation des risques de débris pouvant être véhiculés dans l'eau de recirculation en cas de brèche sur le circuit primaire.

En matière de limitation des rejets, les principales dispositions de renforcement matériel prévues dans le réexamen de sûreté portent sur :

- le renforcement de la résistance et de l'étanchéité du tampon d'accès des matériels⁹⁵ pour garantir, en cas d'accident grave, sa tenue au pic de pression (de l'ordre de 6 bar) pouvant être atteint à l'intérieur de l'enceinte ;
- le renforcement de l'étanchéité de certaines traversées de l'enceinte, afin d'améliorer le confinement en situation post-accidentelle ;
- le risque de rejets radioactifs dans l'environnement par le réservoir de traitement et de réfrigération de l'eau des piscines (dit « bache PTR »), dans le cas où une brèche du circuit primaire conduit à l'utilisation des circuits RIS et EAS et où une défaillance des vannes d'isolement entre RIS et EAS d'une part, et bache PTR de l'autre conduit un relâchement de la radioactivité du primaire par cette dernière. L'ASN indique qu'EDF a étudié différentes solutions mais ne propose finalement aucune modification⁹⁶, et demande au contraire à EDF de mettre en place une modification permettant de limiter les rejets dans de telles situations.

Le dernier point relatif aux scénarios accidentels reflète la montée des préoccupations vis-à-vis du risque posé par l'entreposage en piscine du combustible :

- la maîtrise des scénarios de vidange rapide des piscines doit être renforcée. L'ASN rappelle qu'elle a identifié dès 2003⁹⁷, parmi les systèmes et ouvrages de génie civils auxquels elle demandait à EDF de réexaminer la conception compte tenu de l'enjeu de sûreté, le système de refroidissement des piscines des bâtiments combustible. EDF avait proposé des dispositions d'exploitation, en complément desquelles l'ASN lui a demandé en 2005 d'étudier des mesures techniques et

94. Un tel bouchon d'eau claire, pouvant aller jusqu'à quelques mètres cubes, peut particulièrement se former en cas de fuite de l'échangeur du circuit d'étanchéité des joints des pompes primaires (échangeur CEPP), avant d'être envoyé vers le cœur du réacteur au démarrage d'une pompe primaire.

95. Le tampon d'accès aux matériels (TAM) est une ouverture de grand diamètre dans l'enceinte de confinement du réacteur qui permet, lors des arrêts de tranche, de faire pénétrer et ressortir certains gros équipements et matériels nécessaires aux opérations.

96. Selon l'ASN, « EDF indique qu'il ne procédera finalement à aucune modification visant à réduire ces rejets estimant que, outre les difficultés de mise en œuvre et d'exploitation qu'elles impliquent, elles apportent un gain sur la sûreté faible et ne présentent pas un rapport coût / bénéfice sûreté raisonnable ».

97. Lettre DGSNR/SD2 n° 760/2003 du 9 octobre 2003.

organisationnelles des conséquences d'une vidange accidentelle des piscines. Elle indique que son analyse est en cours et qu'elle fera connaître ultérieurement sa position.

Enfin, le dernier grand sujet couvert par les demandes de l'ASN est celui du suivi, de la maintenance et de la gestion du vieillissement. Parmi les points soulevés par l'ASN figurent :

- le champ des programmes d'investigations complémentaires (PIC) proposés par EDF, qui visent « à vérifier l'absence de dégradation sur les zones sur lesquelles aucun mécanisme de dégradation n'est redouté ». L'ASN soulève, en compléments des programmes prévus sur les circuits primaires et secondaires, sur les tuyauteries qui n'appartiennent ni au circuit primaire principal ni aux circuits secondaires principaux, sur les réservoirs et sur les échangeurs, et sur les automatismes, deux points à traiter dans le cadre des PIC : « un diagnostic de la présence éventuelle d'une réaction sulfatique interne sur l'enceinte de confinement et les autres ouvrages de génie civil » et de son incidence sur la sûreté d'une part, et « une évaluation du comportement en compression du matériau composite des cheminées des bâtiments des auxiliaires nucléaires » d'autre part ;
- la démarche de gestion du vieillissement, que l'ASN juge globalement pertinente tout en demandant à EDF de développer son action « compte tenu des dégradations observées au cours des dernières années, particulièrement sur les générateurs de vapeur ». L'ASN rappelle également « la nécessité de respecter les échéances qui ont été définies concernant le remplacement » de composants mécaniques dont la tenue au service ne peut plus être justifiée au vu de leur vieillissement ;
- l'aptitude à la poursuite d'exploitation des équipements des circuits primaires et secondaires principaux des réacteurs, sur lesquels trois points matériels sont particulièrement évoqués : la tenue de la cuve, pour laquelle l'ASN demande de renforcer la fourniture de données pour « garantir le caractère enveloppe de la fluence prise en compte à la conception jusqu'à l'échéance des VD4 »⁹⁸ ; la poursuite des efforts pour caractériser et anticiper les anomalies touchant les générateurs de vapeur ; et le suivi du mécanisme de corrosion sous contrainte des zones en alliage Inconel 600, en particulier le contrôle de l'ensemble des pénétrations de fond de cuve (PFC)⁹⁹.

• Réexamen de sûreté VD3 des réacteurs 1.300 MW

Parallèlement à l'avancement du réexamen de sûreté VD3 du palier 900 MW, celui du palier 1.300 MW a également été engagé depuis mars 2009. Il constitue ainsi le premier processus de réexamen réellement mené, depuis l'étape de définition des orientations génériques, dans le cadre d'obligations réglementaires issu de la loi TSN.

Comme pour le palier 900 MW, le champ couvert par le réexamen de sûreté VD3 du palier 1.300 MW inclut une réévaluation des situations d'accidents graves, de la conception des systèmes et des ouvrages de génie civil, des agressions internes et externes et de la protection contre ces agressions¹⁰⁰. Les orientations proposées par EDF ont fait l'objet d'un premier avis général de l'IRSN¹⁰¹ en 2010 ainsi qu'une lettre de position de l'ASN¹⁰² en 2011.

98. L'ASN, plus précisément, « constate que la fluence neutronique maximale prévue à la conception concernant les cuves des réacteurs de 900 MWe ($6,5 \cdot 10^{19}$ neutrons/cm²) ne sera pas atteinte dans les prochaines années mais des garanties devront être apportées pour s'assurer en permanence du respect de cette limite jusqu'à l'échéance des quatrième visites décennales (VD4) ».

99. L'ASN estime en particulier que si « la tenue en service des couvercles de cuve ne pose donc plus de difficultés particulières liées aux mécanismes de dégradation des zones en Inconel 600 » suite au programme de remplacement devant s'achever en 2009, la démonstration d'EDF « à partir du temps estimé d'amorçage d'éventuels défauts n'est pas suffisante pour différer certaines opérations de surveillance » d'autres composants, au premier rang desquels les PFC.

100. Le réexamen de sûreté inclut également un élargissement par EDF de l'EPS de niveau 1, en intégrant le risque de fusion du combustible stocké dans la piscine en cas de dénoyage, et en développant des EPS de niveau 1 associées à l'incendie, aux inondations internes et au séisme. Il est également prévu de développer des EPS de niveau 2 sur le palier 1.300 MW.

101. IRSN, Synthèse du rapport de l'IRSN sur les orientations des études à mener pour le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe à l'occasion de leur troisième visite décennale, 20 mai 2010.

102. ASN, Lettre CODEP-DCN-2011-0066777 du 4 mai 2011 du Président de l'ASN au Directeur de la Division ingénierie nucléaire d'EDF à propos des « Réacteurs électronucléaires – EDF – Orientations des études génériques à mener pour le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe associé à leur troisième visite décennale ».

Dans le domaine des conditions de fonctionnement des réacteurs et des accidents, les études génériques du réexamen de sûreté portent sur les risques de dilution de bore dans le circuit primaire, sur les risques de défaillance du RIS, sur l'élimination du risque de surpression du circuit primaire à basse température (pouvant conduire à une rupture « fragile » de la cuve), ou encore sur le confinement des substances radioactives dans toutes les situations de fonctionnement, y compris d'accident grave (notamment les circuits constituant l'extension de la troisième barrière de confinement).

Les études relatives à la conception doivent porter notamment sur des compléments de vérification concernant les risques de criticité et les risques liés au stockage du combustible dans les piscines d'entreposage. Elles doivent également porter sur le réexamen de la validité des études de sûreté en intégrant les dissymétries introduites par les bouchages de tubes des générateurs de vapeur. Par ailleurs, EDF a proposé d'examiner la robustesse des réacteurs 1.300 MW vis-à-vis des perturbations électriques d'origine externe ou interne. Parmi les compléments proposés par l'IRSN figure l'examen exhaustif des risques induits par la chute des emballages de transport du combustible lors de leur manutention.

Les orientations en matière de réévaluation des risques liés aux agressions externes et internes sont d'une manière générale assez conformes à celles développées pour la VD3 des 900 MW. Le programme inclut par exemple la déclinaison au palier 1.300 MW du référentiel « explosion » développé pour le palier 900 MW ; les mêmes études que pour les 900 MW seront développées pour étudier les risques liés à l'incendie, par les inondations internes, par les ruptures de tuyauteries véhiculant des fluides à haute énergie. Des études seront également menées dans le prolongement de celles du réexamen des 900 MW pour réévaluer les risques associés aux agressions externes d'origine climatique et ceux liés à la dérive d'une nappe d'hydrocarbure. Sur avis de l'IRSN, l'ASN a demandé à EDF d'ajouter à la liste des événements climatiques considérés le cas des tornades. Enfin, le risque lié à des agressions externes agissant en mode commun sur une perte de source froide ou d'alimentation électrique du site doit être traité selon la même approche que pour le palier 900 MW.

Plusieurs points des études génériques de réexamen sont liés à la vérification de la conformité à des règles fondamentales de sûreté. Il s'agit d'une part de vérifier que l'évolution de l'environnement des sites ne conduit pas à une augmentation de la probabilité d'occurrence d'une chute d'avion ou d'un accident industriel, qui ne seraient plus compatibles avec les valeurs fixées par les RFS correspondantes¹⁰³. D'autre part, comme pour le palier 900 MW, un point important concerne la réévaluation de la tenue au séisme des structures et des composants sur la base de la nouvelle RFS introduite en 2001¹⁰⁴.

Il semble qu'une démarche de réévaluation plus ambitieuse du risque sismique, dénommée « seismic margin assessment » (SMA), ait été initialement envisagée. L'IRSN note toutefois dans son avis de 2010 que « *le développement et l'application d'une telle méthode ne sont pas compatibles avec les échéances du réexamen VD3-1300 : ce thème devrait être examiné dans le cadre du projet d'extension de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires* ». L'ASN indique dans sa position de 2011 qu'elle souhaite pour cette méthode « *une mise en œuvre la plus rapide possible (impérativement dans le cadre du dossier d'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs)* ».

L'achèvement des études génériques liées au réexamen de sûreté VD3 des 1.300 MW est prévu en 2014, en amont des visites décennales des 20 réacteurs du palier qui devraient s'échelonner de 2015 à 2023. Plusieurs avis de l'IRSN et positions de l'ASN sur différents volets de ces études génériques ont déjà été publiés en 2012 et 2013¹⁰⁵.

103. Respectivement, Règle fondamentale de sûreté RFS I-2.a du 5 août 1980 relative à la prise en compte des risques liés aux chutes d'avion, et Règle fondamentale de sûreté RFS I.2.d du 7 mai 1982 relative à la prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communication.

104. Dans le cadre de son avis rendu en 2010, l'IRSN note également qu'il est prévu d'examiner le retour d'expérience des anomalies constatées sur la centrale nucléaire de Kashiwasaki-Kariwa lors du séisme survenu au Japon en juillet 2007.

105. Soit notamment :

- une synthèse du rapport IRSN du 10 mai 2012 sur l'EPS 1, et un avis de l'ASN du 10 mai 2012 sur l'EPS 1,
- un avis de l'IRSN du 3 janvier 2013 sur les études et modifications « perturbations électriques » (Avis 2013-00001),
- un avis de l'IRSN du 28 juin 2013 sur les études et modifications « frasil » (Avis 2013-00252), et un avis de l'IRSN du

La mise en œuvre des modifications liées au réexamen de sûreté VD3 va également coïncider, selon les plans annoncés par EDF, avec la mise en œuvre de son plan de « grand carénage », dont EDF a fixé le lancement à Paluel en 2015. En lien avec cette perspective, l'ASN rappelle dans sa lettre de position deux points importants :

- l'ASN relève le projet d'EDF d'augmenter, à partir de 2017, la puissance de ses réacteurs de 1.300 MW dans le cadre d'un programme dénommé « AP 1300 ». Elle souligne les difficultés potentielles de la combinaison de ce programme avec celui du réexamen de sûreté, tant en termes de cadences différentes de mise en œuvre que de conflit potentiel entre les évolutions prévues dans ce projet et l'amélioration de la sûreté visée par la démarche de réexamen ;
- surtout, l'ASN prend note du projet d'extension au delà de 40 ans annoncé par EDF et de son idée que « des modifications issues des études conduites dans le cadre du projet d'extension de durée d'exploitation des réacteurs pourraient être déployées dès 2015 au cours des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe ». Elle rappelle clairement, à cette occasion, que la validation éventuelle de ces modifications dans le cadre du réexamen dont l'horizon porte sur les dix années de fonctionnement suivantes ne vaut pas au delà : « *en tout état de cause, les modifications qui seraient apportées dès les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe en vue du projet d'extension de la durée de fonctionnement des installations, seront réexaminées ultérieurement, du point de vue de la suffisance, dans le cadre de la réflexion dédiée à ce projet* ».

Enfin, contrairement à la phase de réexamen générique VD3 du palier 900 MW, qui s'est intégralement déroulée avant la catastrophe de Fukushima, l'instruction du réexamen du palier 1.300 MW a commencé avant mais était encore ouverte lorsque l'accident s'est produit. Aussi, l'ASN demande à EDF, sans plus de précision, de « *proposer à l'ASN des modalités de prise en compte du retour d'expérience [de l'accident survenu sur la centrale de Fukushima-Daiichi] dans le cadre du réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe* ».

b. Exigences introduites après Fukushima

L'intégration du retour d'expérience de Fukushima se mène en fait largement en dehors du processus de réexamen de sûreté. Elle obéit d'ailleurs à une logique différente. Le réexamen de sûreté vise à faire évoluer parallèlement le référentiel de sûreté et l'état des réacteurs pour être conformes à ce référentiel. Les réévaluations menées après Fukushima, qui portent sur des scénarios et des hypothèses qui sortent du dimensionnement et du référentiel en vigueur, visent des prescriptions de renforcement de la robustesse des installations sans modification, à ce stade, du référentiel de sûreté lui-même.

La demande d'un audit de sûreté formulée dès le 23 mars 2011 par le Premier ministre¹⁰⁶, et que l'ASN a engagé dès le 25 mars¹⁰⁷, puis le cahier des charges fixé par l'ASN aux exploitants par décision du 5 mai¹⁰⁸, après consultation notamment du Haut comité à la transparence et à l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), constituent un cadre de référence ad hoc et distinct du cadre habituel de révision de la sûreté des installations.

23 août 2013 sur les études et modifications « pérennité de la qualification des matériels » (Avis 2013-00336), - une position de l'ASN du 29 août 2013 sur le thème « inondation interne et rupture de tuyauterie haute énergie (RTHE) », une position de l'ASN du 9 octobre 2013 sur le thème « pérennité de la qualification des matériels », une position de l'ASN du 7 novembre 2013 sur le thème « frasil », et enfin une position de l'ASN du 22 novembre 2013 sur le thème « risque de surpression à froid ».

¹⁰⁶. Lettre du Premier ministre au Président de l'Autorité de sûreté nucléaire, 23 mars 2011.

¹⁰⁷. Lettre du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire en réponse au Premier ministre, 25 mars 2011.

¹⁰⁸. ASN, Décision n° 2011-DC-0213 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 prescrivant à Electricité de France (EDF) de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

L'avis rendu par l'ASN¹⁰⁹ le 3 janvier 2012 en conclusion des premières Évaluations complémentaires de sûreté résume d'ailleurs toute cette ambiguïté :

- en termes de méthode et d'articulation réglementaire, « *cette démarche, engagée d'abord pour les 59 réacteurs électronucléaires en fonctionnement ou en construction et les 20 autres installations nucléaires jugées prioritaires, constitue la première étape du processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima, qui pourra prendre une dizaine d'années. Elle est complémentaire de la démarche de sûreté conduite de manière permanente sur la base des référentiels de sûreté applicables* » ;
- en termes de résultats et d'évaluation de la gravité de la situation, « *à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.* »

La catastrophe de Fukushima soulève en réalité, comme on l'a montré précédemment, des questions telles vis-à-vis du référentiel de sûreté en vigueur qu'il ne saurait être question d'une simple progression de ce référentiel, comme dans le processus de réexamen de sûreté. Postuler un changement de référentiel traduisant des exigences de robustesse aux scénarios considérés dans les ECS conduirait inévitablement à constater lors de son entrée en vigueur la non conformité de l'ensemble des réacteurs à ces nouvelles exigences.

C'est pourquoi l'ASN a choisi, de manière pragmatique, d'introduire des prescriptions visant le renforcement de la robustesse des réacteurs sans introduire d'exigences de conformité à un nouveau référentiel, laissant cette question ouverte à l'horizon d'une dizaine d'années – qui est aussi celui de l'éventuelle définition d'un référentiel pour la VD4.

• **Prescriptions de janvier 2012**

L'avis rendu par l'ASN le 3 janvier 2012, à l'issue des évaluations menées par les exploitants et analysées par l'IRSN, fixe des orientations de nature générique qui préfigurent les prescriptions plus détaillées applicables installation par installation établies par la suite.

L'ASN divise essentiellement ces premières orientations en trois grands volets qui portent respectivement sur des « *dispositions pour augmenter la robustesse des installations face à des situations extrêmes* » d'une part, sur « *les facteurs sociaux, organisationnels et humains* » d'autre part¹¹⁰, et enfin sur « *les dispositions relatives au référentiel de sûreté* ».

Concernant la robustesse, les demandes formulées par l'ASN s'articulent autour de quatre idées :

- l'idée centrale formalisée par l'IRSN et retenue par l'ASN à l'issue des ECS est celle d'un « noyau dur ». Il s'agit de définir et de mettre en œuvre pour chaque installation un ensemble « *de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes* », en d'autres termes d'assurer quelques soient les circonstances des moyens matériels et humains de gestion de crise d'une part, et des moyens d'alimentation électrique et de refroidissement « *d'ultime secours* » d'autre part. Il revient aux exploitants de proposer avant le 30 juin 2012, pour chacune de leurs installations, « *le contenu et les spécifications* » de ce « noyau dur » ;

109. ASN, 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, 3 janvier 2012.

110. L'ASN met notamment en avant dans ce domaine les priorités que constituent la gestion du « *renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants, qui est un point fondamental alors que s'engagent simultanément une relève importante des générations et des travaux considérables à la suite des ECS* », et « *l'organisation du recours à la sous-traitance, qui est un sujet majeur et difficile* ». Bien que ces sujets sortent du champ de la présente étude, qui se concentre sur la dimension matérielle des renforcements, on ne peut que souscrire aux préoccupations exprimées par l'ASN, et souligner à quel point ces questions constituent un facteur d'incertitude supplémentaire pesant sur la faisabilité, les coûts, les délais et la qualité finale d'éventuels renforcements associés à la prolongation de la durée de vie des réacteurs.

- en complément, pour les seules centrales nucléaires et conformément à une proposition d'EDF, l'ASN demande la mise en place progressive d'une « force d'action rapide nucléaire (FARN) » qui devra être complètement opérationnelle fin 2014. La FARN est définie comme « *un dispositif national d'intervention rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures* » ;
- ces premières prescriptions ne visent que de manière ponctuelle des éléments de renforcement des dispositifs existants de prévention des accidents graves. Un premier point concerne, pour l'ensemble des piscines d'entreposage de combustibles des différentes installations, dont celles des réacteurs (et de l'usine de retraitement de La Hague), « *la mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de dénoyage du combustible* ». Un second point concerne, pour les réacteurs, le « *renforcement du dispositif d'éventage-filtration de l'enceinte de confinement des réacteurs afin d'améliorer sa robustesse et son efficacité* ». En effet, les ECS ont montré que certains dispositifs requis pour la gestion d'accident grave, et notamment ce dispositif dit U5 d'évacuation de la pression croissante avant rupture de l'enceinte en cas de fusion du cœur, ne sont pas dimensionnés au séisme et pourraient donc s'avérer inutilisables dans le cas d'un séisme provoquant un accident grave (cas jugé jusqu'à présent impossible) ;
- enfin, l'ASN ne formule qu'une prescription visant le renforcement des barrières de protection de l'environnement vis-à-vis des conséquences d'un accident grave. Encore ne le fait-elle que de manière indicative, en demandant simplement, « *pour les centrales nucléaires et les silos de La Hague [des] études de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à protéger les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave* ».

Concernant le référentiel de sûreté, les évolutions envisagées ne portent pas sur la réévaluation des scénarios d'accident pris en considération. Elles se concentrent d'une part sur la question de la conformité des installations à leur état de référence, et d'autre part sur la question du renforcement des exigences de tenue vis-à-vis des risques de séisme, d'inondation et d'agression par d'autres activités industrielles :

- les ECS ont mis en évidence l'importance de la conformité de tous les éléments participant à la sûreté dans les installations au niveau de robustesse et/ou d'efficacité attendu d'eux dans les démonstrations de sûreté. Les examens menés ont également révélé de nombreux problèmes de non conformité. L'ASN souligne qu'un renforcement des exigences de détection et de traitement des non conformités est nécessaire et indique que ce point est engagé dans l'arrêté fixant les nouvelles règles générales relatives aux installations nucléaires de base (INB), en attente de signature à l'époque et signé peu de temps après¹¹¹ ;
- concernant les référentiels vis-à-vis du risque, le premier point est le séisme. L'ASN considère que les marges des réacteurs sont globalement suffisantes et se concentre sur le renforcement d'autres installations plus anciennes. Pour les centrales, les deux éléments retenus sont la protection des équipements de sûreté vis-à-vis d'un incendie consécutif à un séisme, et l'amélioration de l'appropriation par les opérateurs du risque sismique. De même pour l'inondation, l'ASN estime que le niveau de protection atteint à l'issue du retour d'expérience de l'accident du Blayais en 1999 est satisfaisant et que la priorité est d'achever sa mise en œuvre sur toutes les centrales concernées. Au-delà, l'ASN vise une augmentation du niveau volumétrique de protection des centrales (rehausse des protections). Enfin, l'ASN juge « *nécessaire de réévaluer les risques induits par les autres activités industrielles présentes autour des installations nucléaires* », c'est-à-dire de réévaluer les conséquences sur ces installations d'agressions naturelles extrêmes et leur répercussion sur les installations nucléaires.

111. Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

• Prescriptions de juin 2012

Les prescriptions détaillées par centrale qui déclinent les orientations fixées précédemment ont été formalisées par l'ASN le 26 juin 2012. Les 19 décisions publiées, à raison d'une par centrale nucléaire, développent au total 32 prescriptions dont la plupart sont applicables à tous les sites¹¹².

Il convient de noter que, conformément à l'orientation choisie dès l'engagement des ECS et contrairement à la pratique des visites décennales, la démarche de renforcement issue du premier retour d'expérience de Fukushima et celle de la révision éventuelle du référentiel de sûreté restent deux processus relativement séparés. Ainsi, les décisions prises par l'ASN établissent une distinction claire entre la mise en œuvre de toutes les mesures prévues, dans le respect des prescriptions détaillées annexées à la décision (article 2), dont le calendrier doit être établi avant le 30 juin 2012, et le bilan des enseignements tirés de Fukushima et les « propositions de prise en compte dans les référentiels de sûreté » (article 3), attendues avant le 31 décembre 2013.

Les prescriptions fixées portent à la fois sur des mesures de renforcement de nature matérielle ou organisationnelle, et couvrent un ensemble de préoccupations allant de la protection contre les agressions externes à la prévention des scénarios d'accident les plus graves dans les réacteurs ou les piscines d'entreposage, à la gestion éventuelle de ces scénarios et aux moyens de crise nécessaires à la gestion des situations les plus graves.

La première des prescriptions formulées pour chacune des 19 centrales d'EDF (ECS-1.I à IV) constitue un rappel, un peu plus précis, des demandes relatives à la future mise en place des noyaux durs. EDF doit proposer « un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à a) prévenir un accident avec fusion du combustible [en réacteur ou en piscine] ou en limiter la progression, b) limiter les rejets radioactifs massifs, c) permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise ». EDF doit également soumettre à l'ASN les exigences applicables à ce noyau dur et proposer les choix de systèmes, structures et composants (SSC) existants ou à créer, suffisamment indépendants, diversifiés et robustes pour atteindre ces exigences. Les prescriptions plus détaillées relatives aux noyaux durs ont été fixées dans une deuxième série de décisions prises le 23 janvier 2014.

Les prescriptions s'attachent ensuite à renforcer la protection des sites contre les agressions. Le premier volet concerne le risque d'inondation :

- il s'agit tout d'abord, pour une série de sites concernés (Le Blayais, Bugey, Cruas, Dampierre, Graveline, Penly et Saint-Laurent) de réaliser des travaux de protection des installations contre les inondations déjà prévus (ECS-4), et pour l'ensemble des sites de réaliser rapidement les travaux de remise en conformité de la « protection volumétrique », c'est-à-dire de l'ensemble des dispositifs qui protègent l'installation contre la hauteur d'eau retenue dans le référentiel de sûreté (ECS-5) ;
- des propositions de renforcement de la protection contre des inondations supérieures à ce dimensionnement, liées à des agressions externes majorées ou à des inondations internes, doivent être étudiées et éventuellement mises en place avant la fin 2017 (ECS-6). Enfin, une organisation particulière doit être étudiée pour les sites sujets à un isolement en cas d'inondation, Cruas et Tricastin (ECS-7).

Le deuxième volet de la protection contre les agressions vise le renforcement de la tenue au séisme :

- ici encore, la première prescription est une vérification et mise en conformité, qui porte sur les spécifications applicables à l'instrumentation sismique (ECS-8)

112. Les décisions prises par l'ASN centrale par centrale (décisions 2012-DC-0274 à 2012-DC-0292 du 26 juin 2012) déclinent au total des prescriptions répertoriées de ECS-1 à ECS-36 (mais sans ECS-2, ECS-3, ECS-26 et ECS-33). La plupart, soit une petite trentaine, s'appliquent en fait à tous les sites. On compte quatre mesures spécifiques à quelques sites : une s'applique spécifiquement aux sites les plus exposés à l'inondation (ECS-4) ; une autre aux sites exposés au risque d'isolement en cas d'inondation (ECS-7) ; une mesure vise le renforcement de digues existantes sur deux sites (ECS-11) ; une enfin traite du risque de chute d'emballage de transport de combustible sur deux sites (ECS-21). Par ailleurs, une mesure de renforcement des protections incendies ne s'applique pas au palier N4 (ECS-12). Enfin, le projet de réacteur EPR de Flamanville fait l'objet d'un traitement particulier.

- la deuxième prescription concerne le risque qu'en cas de séisme, des équipements non qualifiés à la tenue au séisme viennent endommager les équipements nécessaires à la sûreté. Il s'agit d'étudier ce risque et de protéger les équipements correspondants (ECS-9). En complément, EDF doit mettre en place un programme de formation pour améliorer la préparation au séisme des équipes (ECS-10) ;
- une prescription particulière vise le renforcement de la tenue au séisme des digues et des ouvrages de protection contre l'inondation à Fessenheim et Tricastin (ECS-11) ;
- l'ASN demande pour tous les réacteurs existants, sauf les N4, une étude de la tenue au séisme des équipements participant de la lutte contre l'incendie et la définition d'un programme éventuel de mise à niveau (ECS-12) ;
- enfin, l'ASN demande à EDF d'étudier les avantages et les inconvénients de l'introduction d'un système d'arrêt automatique des réacteurs en cas de sollicitation sismique correspondant à la moitié du séisme de dimensionnement (ECS-13).

Le dernier volet de renforcement de la protection contre les agressions vise les risques liés aux activités industrielles dans l'environnement des centrales nucléaires. Il s'agit essentiellement de revoir ces risques en appliquant à ces activités une démarche d'évaluation des situations extrêmes conforme à celle déployée pour les réacteurs dans les ECS, et de proposer des modifications correspondant à cette réévaluation du risque (ECS-14.I). L'organisation de l'échange d'information et de la gestion coordonnée de crise avec les autres exploitants concernés est également demandée (ECS-14.II).

Les prescriptions s'attachent ensuite à renforcer la prévention et les moyens de gestion des situations de perte totale de source froide et/ou d'alimentation électrique du site. Elles portent notamment sur :

- une revue globale de la conception de la source froide en regard des agressions susceptibles d'impacter l'écoulement ou la qualité de l'eau ou de colmater le point de captage de l'eau (ECS-15) ;
- une proposition de dispositif technique de secours, répondant aux exigences du noyau dur, permettant en cas de perte de la source froide d'évacuer durablement la puissance résiduelle du cœur d'une part, et de la piscine d'autre part (ECS-16.I) ;
- une proposition de modification en vue de garantir la capacité d'injection d'eau borée dans le cœur en cas de perte totale d'alimentation électrique alors que le circuit primaire est ouvert (ECS-16.II) ;
- l'ASN demande également un examen des exigences de tenue en température, aux séismes, aux inondations et à leurs effets induits de l'ensemble des matériels nécessaires à la gestion des situations de perte de source froide et/ou d'alimentation électrique, et des propositions de renforcement en découlant, en particulier dans le cas où ces pertes seraient de longue durée (ECS-17). Ses décisions mentionnent spécifiquement sur ce point, contrairement aux autres prescriptions, le fait que cet examen des exigences doit également déboucher sur des propositions d'évolution du référentiel de sûreté ;
- les prescriptions visent enfin dans ce registre le renforcement de la protection contre la perte d'alimentation électrique, avec une proposition de modification pour augmenter à court terme l'autonomie des batteries de secours (ECS-18.I) et à plus long terme, avant la fin 2018, d'implantation pour chaque réacteur sur chaque site d'un moyen supplémentaire d'alimentation électrique de secours des SSC du noyau dur (ECS-18.II). En complément, EDF doit mettre en place un dispositif temporaire d'alimentation du contrôle-commande et d'éclairage de la salle de commande (ECS-18.III).

Deux prescriptions s'intéressent ensuite, dans le domaine de la gestion des accidents graves, au renforcement de l'instrumentation nécessaire à la caractérisation et au suivi de ces situations, dans le bâtiment réacteur comme dans le bâtiment combustible :

- des propositions de moyens redondants (ECS-19.I), et des exigences de robustesse associées (ECS-19.II), pour la détection d'un éventuel percement de la cuve et de la présence éventuelle d'hydrogène dans l'enceinte ;
- des propositions de modifications pour garantir la mesure de la température et du niveau d'eau de la piscine ainsi que de l'ambiance radiologique du bâtiment réacteur (ECS-20.I), assorties de mesures provisoires dont la mise à disposition d'une mesure de niveau autonome électriquement (ECS-20.II).

Une partie importante des prescriptions, compte tenu des leçons tirées de la catastrophe de Fukushima sur la nécessité de renforcer la sûreté des piscines d'entreposage, porte diverses études de modifications envisageables dans ce domaine :

- la première prescription dans ce registre concerne spécifiquement les réacteurs du palier CP0 (Fessenheim et Bugey), pour lesquels l'ASN demande une étude des conséquences d'une chute d'emballage de transport dans les situations extrêmes considérées dans les ECS et des dispositions pour prévenir ou limiter ces conséquences (ECS-21) ;
- l'ASN demande ensuite pour tous les sites des propositions de modification à mettre en œuvre avant fin 2014 pour éviter une vidange complète et rapide par siphonnage (en cas d'une rupture de tuyauterie), et avant fin 2016 pour introduire un dispositif d'isolement automatique de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement (ECS-22) ;
- au-delà, l'ASN demande une étude de l'évolution du comportement du combustible, de l'ambiance radiologique, de la concentration d'hydrogène en cas de vidange et de perte de refroidissement, et des propositions de dispositions pouvant être mises en œuvre (ECS-24) ;
- EDF doit par ailleurs étudier les dispositions envisageables dans certaines situations particulières. Il s'agit notamment de garantir la mise en position sûre d'un assemblage en cours de manutention en cas de perte totale d'alimentation électrique et de vidange accidentelle (ECS-23), de prévenir le dénoyage des assemblages en cours de manutention en cas de brèche du tube de transfert (ECS-25.I), et de prévenir la perte rapide en eau de la piscine résultant d'une brèche du tube de transfert ou des tuyauteries de vidange des compartiments (ECS-25.II).

Les prescriptions suivantes concernent essentiellement la gestion des situations d'accident grave sur les réacteurs et la limitation de leurs conséquences :

- l'ASN demande à EDF une étude de faisabilité pour la mise en place ou la rénovation d'un dispositif de type enceinte géotechnique dont l'objectif est d'empêcher, en cas de percement de la cuve, le transfert de contamination radioactive vers les eaux souterraines ou, par écoulement souterrain, vers les eaux superficielles (ECS-27.I). À l'appui de cette demande, EDF doit mettre à jour la fiche hydrogéologique des sites (ECS-27.II) ;
- EDF doit également étudier les possibilités d'amélioration du dispositif U5, qu'il s'agisse de sa résistance aux agressions, de la limitation du risque d'explosion d'hydrogène lors de son utilisation, de l'amélioration de la filtration ou encore de la limitation des conséquences de son utilisation en termes d'ambiance radiologique sur le site, notamment en salle de commande ou dans les locaux de crise (ECS-29). En complément, EDF doit proposer des modifications pour assurer la conduite de l'installation en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du filtre U5 (ECS-31) ;
- pour l'EPR, une demande spécifique porte sur l'étude des systèmes prévus ou envisageables dans le noyau dur pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte en cas d'accident grave (ECS-28) ;
- enfin, EDF doit vérifier la résistance des locaux d'urgence à l'inondation et au séisme majorés pris en compte dans la démonstration de sûreté, et réaliser le cas échéant les aménagements nécessaires (ECS-30.I). Parallèlement, EDF doit équiper chaque site de moyens de communication autonomes avec l'organisation nationale de crise (ECS-30.II) et constituer des stocks de moyens mobiles nécessaires à la gestion de crise dans des locaux suffisamment robustes (ECS-30.III).

Enfin, les prescriptions portent sur des dispositions qui n'impliquent pas ou peu de modifications des installations elles-mêmes et concernent davantage les moyens de gestion de crise. Il s'agit d'abord de renforcer les dispositions matérielles et organisationnelles de gestion d'accidents affectant plus d'un réacteur sur le site (ECS-32), de révision des conventions passées entre chaque site nucléaire et les centres hospitaliers voisins (ECS-34), d'identification des actions humaines nécessaires (ECS-35.I), des compétences nécessaires, y compris en sous-traitance (ECS-35.II), de la mise en place de formations correspondantes (ECS-35.III) et de la définition des dispositions de prise en charge sociale et psychologique des équipes de crise (ECS-35.IV). La dernière prescription porte sur la mise en place d'une équipe d'intervention rapide projetable sur n'importe quel site (ECS-36.I), qui doit d'abord être dimensionnée pour être capable d'intervenir sur un réacteur ou plusieurs réacteurs sur un site (ECS-36.II), tout en imaginant les dispositions pour permettre une intervention simultanée sur plusieurs sites (ECS-36.III). Des modifications matérielles légères ont été mises en place sur les réacteurs afin

de faciliter la connexion du matériel apporté par cette équipe, désignée par EDF sous le terme de « force d'action rapide nucléaire (FARN) ».

• **Prescriptions de janvier 2014 sur les « noyaux durs »**

L'essentiel des prescriptions fixées par l'ASN aux réacteurs d'EDF après les ECS a été complété par les décisions du 23 janvier 2014, qui fixent les exigences et attentes relatives au noyau dur. Comme pour les décisions de juin 2012, il s'agit de 19 décisions applicables individuellement à chaque centrale¹¹³, dont l'essentiel est toutefois constitué de prescriptions génériques : ainsi, seules 3 prescriptions du noyau dur sur 16 ne s'appliquent qu'à une partie des réacteurs.

Dans ces décisions, l'ASN définit pour commencer plus précisément ce qu'il faut entendre par noyau dur (article 1). Elle introduit ainsi trois termes :

- le « noyau dur » lui-même, définit par ses objectifs, déjà postulés dans les décisions précédentes. Il s'agit donc « *de dispositions matérielles et organisationnelles robustes visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté* » à « *a) prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression, b) limiter les rejets radioactifs massifs, c) permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise* » ;
- les « agressions externes retenues pour le noyau dur », qui reposent sur un spectre durci mais limité d'agressions. Ainsi, « *les agressions naturelles externes, dont la sévérité dépasse celle considérée dans le référentiel de sûreté de l'installation, retenues pour la conception du noyau dur sont le séisme, l'inondation (dont les pluies de forte intensité), les vents extrêmes, la foudre, la grêle et la tornade* », à l'exclusion donc d'autres phénomènes ;
- enfin, les « situations noyau dur » désignent là aussi un ensemble durci mais limité de situations, qui concernent : « *la perte totale des alimentations électriques n'appartenant pas au noyau dur, la perte totale de la source froide n'appartenant pas au noyau dur, les agressions externes retenues pour le noyau dur, les situations résultant de l'état de son installation, du site et de son environnement après une ou des agressions externes retenues pour le noyau dur* ».

Les premières prescriptions portent ensuite sur une description plus précise des exigences attachées par l'ASN au noyau dur et, le cas échéant, des dispositions associées :

- le noyau dur doit prévenir la fusion du cœur lors des « situations noyau dur » (ND-1.I), et EDF doit ainsi présenter d'une part une étude des dispositions permettant le refroidissement du cœur par les circuits secondaires en conservant l'intégrité du circuit primaire lorsque celui-ci reste pressurisable, et d'autre part une étude des dispositions permettant l'évacuation de la puissance résiduelle du cœur et la préservation de l'intégrité de l'enceinte sans ouverture du dispositif d'événement (ND-1.II et III) ;
- le noyau dur doit permettre d'éviter le dénoyage des assemblages combustibles dans la piscine comme dans les compartiments de manutention (ND-2) ;
- le noyau dur doit comprendre des dispositions, y compris d'instrumentation, garantissant le suivi de l'état de la chaudière, de la piscine, de la disponibilité des fonctions nécessaires au noyau dur, des rejets et de l'ambiance radiologique (ND-3) ;
- le noyau dur doit être doté d'un système de contrôle-commande et d'une distribution électrique aussi indépendants que possible des moyens existants (sauf si cette indépendance est une source de moindre fiabilité), et son alimentation électrique doit être garantie (ND-4).

Les prescriptions suivantes s'attachent à préciser les exigences de conception, de dimensionnement, de qualification et de démonstration fixées pour les éléments du noyau dur :

- EDF doit établir la liste des fonctions assurées par le noyau dur, et définir les systèmes, structures et composants assurant ces fonctions, en distinguant les SSC existants entrant dans le noyau dur et les SSC nouveaux pour le noyau dur. Les SSC du noyau dur sont classés « équipements importants pour la protection » (EIP) et obéissent à ce titre aux règles de qualification des EIP définies dans l'arrêté

113. Décisions de l'ASN 2014-DC-0394 à 2014-DC-0412 du 21 janvier 2014.

du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base¹¹⁴. Les mêmes exigences s'appliquent aux SSC ne faisant pas partie du noyau dur dont l'intégrité ou le fonctionnement sont toutefois nécessaires, dans certaines situations, pour les fonctions du noyau dur. Enfin, les points éventuels de raccordement entre les SSC fixes et des moyens mobiles prévus dans la gestion des « situations noyau dur » doivent rester accessibles et opérationnels dans ces situations (ND-5) ;

- les prescriptions noyau dur ne prévoient pas de majoration des niveaux d'inondation considérés pour les SSC des noyaux durs par rapport aux prescriptions précédentes, sauf pour les deux sites du Blayais et de Gravelines, pour lesquels une réévaluation du niveau marin et une prise en compte de l'effet des vagues sont demandés pour définir le niveau de robustesse applicable (ND-6) ;
- l'aléa sismique pris en compte pour les SSC du noyau dur doit être défini en majorant de 50 % le séisme majoré de sécurité du site (SMS, établi sur la base des séismes historiques), en évaluant la probabilité de séisme plus élevé sur une période de 20 000 ans, et en tenant compte des effets de site liés notamment à la nature des sols (ND-7) ;
- EDF doit par ailleurs définir les hypothèses et modalités retenues pour les autres « agressions externes retenues pour le noyau dur » (pluies et vents extrêmes, foudre, grêle et tornade, plus les températures extrêmes). Il doit également étudier et justifier le traitement des risques d'effets induits sur le noyau dur par la défaillance que peuvent subir dans ces situations les SSC n'appartenant pas au noyau dur (ND-8) ;
- la démonstration de l'intégralité et de la fonctionnalité des SSC concernés doit s'appuyer sur des règles codifiées ou, à défaut, conformes à l'état de l'art, voire lorsque ces règles ne sont pas applicables sur la base de méthodes déterministes réalistes. Le renforcement ou le remplacement des SSC doit être étudié lorsque cette justification n'est pas acquise (ND-9). EDF doit constituer un dossier de synthèse des options de conception, vérification, fabrication, qualification et suivi retenues pour assurer la disponibilité élevée des fonctions du noyau dur avec un haut niveau de confiance (ND-10) ;
- enfin, EDF doit définir les durées de missions attendues des SSC nouveaux du noyau dur et justifier la gestion des « situations noyau dur » au delà de cette durée (ND-11).

Les différentes exigences ainsi fixées au noyau dur permettent d'envisager que celui-ci couvre également d'autres situations extrêmes que les « situations noyau dur » retenues – en particulier des scénarios d'accident provoqués par d'autres agressions externes extrêmes ou par des agressions internes graves, et par leurs effets induits. L'ASN demande à EDF de proposer une démarche pour identifier avant mi-2015 ces autres situations couvertes par le noyau dur. L'ASN inclut à cette notion de couverture non seulement les SSC et modalités de conduite attachés au site via le noyau dur, mais également l'apport de la FARN dans ces autres situations (ND-12).

Les quatre dernières prescriptions couvrent différents points pouvant contribuer, au-delà de la définition stricte des SSC du noyau dur précédente, au renforcement de la robustesse des réacteurs aux situations d'accident grave :

- l'ASN demande à EDF d'engager un programme de travail sur des dispositions susceptibles d'assurer la chute des grappes de commande suite aux agressions externes retenues pour le noyau dur en vue de garantir la maîtrise de la réactivité du cœur dans ces situations. EDF devra préciser si les SSC concernés doivent être inclus dans le noyau dur (ND-13) ;
- deux prescriptions visent la résistance des piscines d'entreposage des combustibles. La première vise l'étude de la résistance structurelle des piscines et des compartiments de manutention des assemblages et son comportement vis-à-vis des agressions externes retenues, et les éventuelles modifications à apporter pour garantir cette résistance (ND-14). La seconde porte plus spécifiquement sur la résistance de la zone d'entreposage à la chute éventuelle d'un emballage de

114. L'article 2.5.1.II précise notamment : « les éléments importants pour la protection font l'objet d'une qualification, proportionnée aux enjeux, visant notamment à garantir la capacité desdits éléments à assurer les fonctions qui leur sont assignées vis-à-vis des sollicitations et des conditions d'ambiance associées aux situations dans lesquelles ils sont nécessaires. Des dispositions d'études, de construction, d'essais, de contrôle et de maintenance permettent d'assurer la pérennité de cette qualification aussi longtemps que celle-ci est nécessaire ».

transport de combustible en cas de séisme de niveau noyau dur, et les modifications éventuelles à apporter (ND-15). Elle concerne les réacteurs où la manipulation des assemblages se fait effectivement par le haut, c'est-à-dire les unités des paliers 900 MW et du palier P4, à l'exception du CP0 pour lequel ce point a été couvert par la prescription ECS-21 ;

- enfin, la dernière prescription concerne une étude de faisabilité de dispositions visant à éviter le percement du radier en cas de fusion partielle ou totale du cœur en situation noyau dur (ND-16). L'ASN demande spécifiquement sur ce point à EDF d'évaluer les échéances industrielles de mise en œuvre éventuelle de telles dispositions.

Les prescriptions associées au noyau dur, plus encore que les prescriptions plus générales qui avaient précédé, restent essentiellement tournées vers la définition d'objectifs et le renvoi à des études en vue de préciser les dispositions concrètes associées. Il est intéressant de souligner, dans cette perspective, que l'ASN considère que pour atteindre l'objectif ultime de limitation des rejets radioactifs massifs dans toutes les phases d'un accident, *« l'exploitant doit mettre en œuvre, autant que raisonnablement possible, les meilleures techniques disponibles pour la conception et la réalisation du noyau dur »*.

5.3. Prescriptions de renforcement appliquées

Les deux processus des réexamens de sûreté, en particulier les VD3 qui commencent à prendre en compte la question du vieillissement, et des évaluations complémentaires de sûreté se mêlent aujourd'hui pour produire des renforcements qui, bien qu'ils ne visent pas spécifiquement à permettre la prolongation au delà de 40 ans de l'exploitation des réacteurs, doivent être considérés comme autant d'étapes déjà franchies, qu'elles soient considérées comme suffisantes ou non, dans la perspective des exigences de robustesse qui devront être fixées à cette échéance.

a. Renforcements applicables tirés des ECS

Les prescriptions issues des décisions ECS de l'ASN en juin 2012 et des décisions noyau dur de janvier 2014 sont pour l'essentiel applicables à l'ensemble des réacteurs existants (et beaucoup également au réacteur EPR en construction). Au total, ce sont 48 prescriptions qui sont applicables à chacun des 58 réacteurs ou de leurs sites, plus 7 prescriptions davantage ciblées sur quelques sites ou sur des paliers.

Toutefois, il en découle relativement peu de modifications directes des installations. Tout d'abord, une partie des prescriptions est plutôt tournée vers le volet organisationnel, sans viser de modifications matérielles significatives des réacteurs. Mais surtout, de nombreuses prescriptions portant en fait sur des études à réaliser ou des propositions à formuler par EDF, laissant donc ouverte la question des prescriptions concrètes et des modifications matérielles qui en découleront. Enfin, les prescriptions noyau dur introduisent des exigences en termes d'objectifs en laissant ouverts les moyens et les délais, réservant en général l'introduction de délais aux seules prescriptions d'études. Au total, seule une fraction relativement faible des prescriptions porte donc des mesures concrètes et directement applicables de renforcement des installations.

Ainsi, les ECS-4 et 5 portent sur la réalisation immédiate de travaux de renforcement de protection contre l'inondation et de remise en conformité des protections volumétriques qui relèvent davantage de la poursuite des réflexions engagées avant les ECS que d'une logique de renforcement post-Fukushima. Sur ce point, la prescription ECS-6 porte d'ailleurs sur les propositions de protection supplémentaire à apporter par la suite.

De même, l'ECS-8, d'application immédiate, porte sur la conformité de l'instrumentation sismique aux règles préexistantes au processus des ECS. Dans le domaine de la protection sismique, l'ECS-9 prévoit également la correction d'une faille mise en évidence dans le référentiel actuel par les ECS, qui consiste à protéger les équipements nécessaires à la sûreté en cas de séisme contre les agressions liées à la défaillance provoquée par ce séisme sur des matériels voisins. La prescription ECS-12 porte sur la mise à niveau, après étude, de la tenue au séisme des équipements nécessaires à la protection contre l'incendie.

Dans le domaine de la gestion des situations type noyau dur, l'ECS-16.II impose une modification rapide pour garantir un dispositif d'injection d'eau borée dans certaines conditions.

L'ECS-18 porte également des prescriptions concrètes. Ainsi la mise en place d'un moyen d'alimentation électrique supplémentaire de secours des SSC du noyau dur (qui doit donc être lui-même dimensionné aux exigences du noyau dur) peut être engagée immédiatement, même si son déploiement sur l'ensemble du parc conduit l'ASN à ne pas l'exiger avant 2018.

Tableau 6 Prescriptions ECS et noyau dur de l'ASN applicables par site

Applicabilité des prescriptions du 26 juin 2012 et du 23 janvier 2014 aux centrales, classées par palier et date

Réf.	Objet	Fessenheim	Bugey	Gravelines	Dampierre	Tricastin	Le Blayais	Saint-Laurent	Chinon	Cruas	Paluel	Saint-Alban	Flamanville	Cattenom	Bellemeuse	Nogent	Penly	Golfech	Chooz	Civaux	EPR Flam.	
ECS-1	Préparation noyau dur	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-4	Protection inondation		◆	◆	◆		◆	◆		◆							◆					
ECS-5	Conform. protection volume	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-6	Renforcement / inondation	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-7	Gestion isolement inondation					◆				◆												
EC7-8	Conform. instruments séisme	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-9	Effets induits séisme	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-10	Formation équipes / séisme	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-11	Robustesse séisme des digues	◆				◆																
ECS-12	Tenue séisme / lutte incendie	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-13	Arrêt automatique / séisme	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-14	Agressions industrielles	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-15	Conception source froide	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-16.I	Evacuation puis. résiduelle	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-16.II	Injection eau borée (ouvert)	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-17	Tenue agressions en H1-H3	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-18	Autonomie électrique	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-19	Détection percement cuve	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-20	Mesure état piscine	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-21	Chute emballage / piscine	◆	◆																			
ECS-22	Prévention vidange piscine	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-23	Manutention assemblage	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-24	Comportement dénoyage	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-25	Brèche tube de transfert	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-27	Enceinte géotechnique	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-28	Maîtrise pression enceinte																					◆
ECS-29	Amélioration dispositif U5	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-30	Locaux et moyens d'urgence	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-31	Conduite installations / rejets	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-32	Gestion de crise site	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-34	Conventions hôpitaux	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-35	Gestion humaine / crise	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ECS-36	Equipe rapide mobile	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-1	Gestion fusion cœur	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-2	Prévention dénoyage piscine	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-3	Instrumentation et suivi	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-4	Contrôle-commande et élec.	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-5	Fonctions et exigences SSC	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-6	Réévaluation niveau marin			◆			◆															
ND-7	Réévaluation aléa sismique	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-8	Modalités autres agressions	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-9	Méthode qualification SSC	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-10	Options démonstration SSC	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-11	Gestion temps long	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-12	Autres situations couvertes	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-13	Chute grappes commande	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-14	Résistance structurelle piscine	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-15	Chute emballage / piscine			◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆
ND-16	Prévention percement radier	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆	◆

Source : d'après ASN, 2012-2014

De même, l'ECS-19 ne laisse pas ouverte aux conclusions d'éventuelles études la mise en place de moyens redondants d'instrumentation dédiés aux situations de fusion du cœur, dont elle impose la réalisation avant la fin 2016 – alors qu'à l'inverse, l'ECS-20 ne tranche pas sur les modifications qui pourront découler de propositions d'EDF sur le renforcement de l'instrumentation dédiée au dénoyage des piscines. En revanche, l'ECS-22 prévoit bien la réalisation de modifications sur le circuit de refroidissement des piscines pour prévenir le risque de vidange accidentelle, avant fin 2014 et 2016. De même, l'ECS-25 prévoit des modifications (qui ne sont toutefois pas nécessairement matérielles) pour prévenir avant fin 2013 le risque de vidange par brèche du tube de transfert.

Enfin, dans le domaine de la gestion de crise, la seule modification concrète des installations demandée porte, via l'ECS-30, sur le renforcement de la tenue des locaux d'urgence au séisme et à l'inondation.

b. Renforcements issus des troisièmes visites décennales

Parallèlement aux prescriptions tirées du retour d'expérience de la catastrophe de Fukushima, dont l'essentiel reste donc à préciser concrètement dans les années à venir, d'autres prescriptions s'inscrivant dans une perspective de renforcement de la sûreté des réacteurs sont également fixées par l'ASN dans le cadre des réexamens de sûreté. Il est ainsi intéressant de regarder quelles prescriptions ont été introduites pour chacun des cinq réacteurs dont des avis ou décisions de l'ASN ont clos le troisième réexamen de sûreté.

Il convient de rappeler à ce titre que la visite décennale qui accompagne le réexamen de sûreté constitue elle-même un moment privilégié de mise en œuvre d'une partie des renforcements prévus dans le cadre de ce processus, qu'il s'agisse du rattrapage de mise en conformité ou de modifications issues de nouvelles exigences de sûreté. Typiquement, les principales modifications inscrites dans le « cahier des charges » de la VD3 des réacteurs de 900 MW sont les suivantes :

- l'amélioration de la prise en compte, dans la démarche de sûreté, du risque induit par la présence de gaz explosifs, et principalement l'hydrogène, grâce au renforcement des équipements de détection et du matériel antidéflagrant ;
- la poursuite des efforts déjà engagés pour améliorer la protection de l'installation vis-à-vis du risque d'incendie ;
- le renforcement de la tenue de différents équipements concernés aux agressions externes liées aux conditions météorologiques (projectiles en cas de tempête, perte de source froide en grand froid, conditions de grand chaud en période caniculaire, et réévaluation de la protection contre les inondations) ;
- l'amélioration de la disponibilité et de l'efficacité dans différentes conditions du système d'injection de sécurité ;
- l'amélioration de la protection contre le risque de surpression à froid de la cuve et de remplissage des générateurs de vapeur ;
- le renforcement de la fiabilité du système de recirculation en cas de brèche dans le circuit primaire ;
- le renforcement de l'étanchéité des enceintes ;
- l'amélioration des dispositions préventives vis-à-vis du risque de vidange rapide de la piscine d'entreposage du combustible ;
- et un certain nombre d'actions de rénovation du contrôle-commande, par anticipation de l'obsolescence (notamment le passage d'une technologie analogique à une technologie numérique pour le contrôle-commande des grappes de commande).

Comme il a déjà été souligné, les cinq réacteurs qui ont achevé leur réexamen ont été jugés par l'ASN « apte[s] à être exploités pour une durée de dix années supplémentaires après [leur] troisième visite décennale ». Néanmoins la mise en évidence de sujets d'attention et, dans la plupart des cas, des prescriptions complémentaires sont venus accompagner ces autorisations de poursuite de l'exploitation jusqu'à l'échéance des 40 ans.

• Cas de Tricastin

Le premier réacteur ainsi autorisé est celui de Tricastin-1. Dans son avis de novembre 2010¹¹⁵, l'ASN a d'abord estimé satisfaisantes les dispositions prises par EDF à la suite de l'examen de conformité, relevant toutefois la nécessité de poursuivre les efforts concernant le génie civil et la tenue au séisme de certains équipements d'une part, et sur le renforcement de la protection de la centrale contre une crue millénale majorée, qui n'est pas assurée (et nécessite des travaux sur le canal voisin de Donzère - Mondragon).

Elle estime également que « *le nouveau référentiel de sûreté applicable à ce réacteur à l'issue de sa troisième visite décennale est satisfaisant au regard des objectifs qu'elle avait initialement fixés pour le réexamen de sûreté* » (c'est-à-dire des objectifs fixés en 2003).

Enfin, l'avis porte sur la maîtrise du vieillissement. L'ASN rappelle dans ce domaine qu'elle a considéré, par une décision du 20 septembre 2010, que l'aptitude des cuves des 34 réacteurs des paliers CP0, CP1 et CP2 « *est démontrée pour une durée de dix ans après les troisièmes visites décennales des réacteurs* », ce qui n'exclut pas des contrôles intermédiaires. Ainsi l'ASN demande un réexamen de la cuve du réacteur n° 1 de Tricastin dans un délai de 5 ans¹¹⁶, compte tenu de la présence connue de défauts sous revêtement dans ce réacteur.

L'ASN note par ailleurs qu'à l'issue de l'examen, « *l'usure et le vieillissement des composants du réacteur sont conformes aux prévisions et ne présentent pas de singularité particulière* ». Elle prend note des propositions d'actions spécifiques de maintenance et de contrôle proposées par EDF concernant « *la cuve du réacteur, les grappes de commande, certains groupes frigorifiques ainsi que certains câbles électriques* ».

Au delà de ces constats, la décision qui a suivi en mai 2011¹¹⁷ cet avis fixe un ensemble détaillé de prescriptions qui mêlent l'application de ces conclusions du réexamen avec l'anticipation de certaines mesures reprises ensuite dans le cadre des ECS. Ainsi, l'ASN demande notamment :

- conformément à son constat, que l'ensemble du site soit protégé avant fin 2014 contre un niveau plus élevé d'inondation, fixé au niveau millénal majoré de 15 % ;
- dans le domaine de la protection contre les agressions, une vérification et une garantie de la tenue des bâtiments de l'îlot nucléaire abritant les systèmes ou composants de sûreté à une onde de choc définie, une révision du niveau de séisme à prendre en compte pour la vérification du dimensionnement, ou encore une exigence de protection contre le risque d'une dérive de nappe d'hydrocarbures vers la source froide ;
- dans ce domaine également, la prévention de l'agression d'équipements nécessaires aux fonctions de sûreté par d'autres matériels constitutifs de l'installation, ainsi que la prévention du risque d'atteinte aux équipements nécessaires à la sûreté en cas de séisme par d'autres équipements non dimensionnés pour y résister ;
- la prévention du risque d'incendie associé à la présence de nombreux chemins de câbles électriques transitant dans les galeries véhiculant des tuyauteries d'hydrogène¹¹⁸ ;
- pour « *limiter l'ampleur des sollicitations thermiques auxquelles la cuve pourrait être soumise en cas d'accident* » par rapport à son vieillissement neutronique, l'introduction d'un dispositif de maintien permanent de la température de l'eau du circuit d'injection de sécurité à une température supérieure à 20°C ;
- vis-à-vis du risque de fusion du combustible dans le cœur, la mise en place d'une instrumentation de détection de la percée de la cuve d'une part, et le déploiement en nombre et en disposition suffisants

115. ASN, *Avis n° 2010-AV-0100 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 04/11/2010 sur la poursuite d'exploitation du réacteur n°1 de la centrale nucléaire du Tricastin après 30 années de fonctionnement*, novembre 2010.

116. Il s'agit plus précisément d'un contrôle de la zone sous revêtement de la virole C1 de la cuve à réaliser entre 2013 et 2015.

117. ASN, *Décision de l'Autorité de sûreté nucléaire n° 2011-DC-0227 du 27 mai 2011 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire du Tricastin (Drôme) au vu des conclusions du réexamen de sûreté du réacteur n° 1 de l'INB n° 87*, mai 2011.

118. Cette prescription est par ailleurs, avec celle sur la protection contre l'inondation, applicable non seulement au réacteur n° 1 mais à l'ensemble des réacteurs du site.

de recombineurs d'hydrogène pour empêcher la perte de confinement de l'enceinte par combustion d'hydrogène d'autre part ;

- vis-à-vis du risque de fusion du combustible dans la piscine, un dimensionnement suffisant de la capacité d'évacuation de la puissance résiduelle et son bon fonctionnement même en cas d'ébullition de l'eau d'une part, l'élimination du risque de brèche pouvant conduire à une vidange ou du risque de découverture du combustible dans cette situation d'autre part, et la mise en place avant fin 2014 d'un système de secours d'appoint en eau.

Tricastin-1 est le seul réacteur hors palier CP0 à avoir achevé son réexamen décennal, puisque les quatre autres sont les deux réacteurs de Fessenheim, et deux des quatre tranches du Bugey.

• **Cas de Fessenheim**

Bien que la fermeture de la centrale de Fessenheim soit prévue en 2016 dans le cadre d'un engagement du Président de la République, l'instruction de la VD3 des deux réacteurs de la centrale et les décisions prises par l'ASN sont traitées dans le cadre réglementaire d'une vérification de l'aptitude à poursuivre l'exploitation pour dix années supplémentaires, comme pour n'importe quelle autre centrale et sans aucune interaction apparente avec cet engagement politique.

Le premier concerné a été le « doyen » des réacteurs français en exploitation, Fessenheim-1. Comme pour Tricastin, l'ASN juge satisfaisante sa conformité, moyennant quelques études de génie civil à mener, et note que « *les modifications matérielles définies lors de la phase d'étude du réexamen de sûreté et destinées à élever le niveau de sûreté du réacteur ont en grande majorité été mises en oeuvre pendant la troisième visite décennale (...), les autres devant être mises en place au cours des prochaines années* »¹¹⁹. Concernant la maîtrise du vieillissement, le constat d'effets conformes aux attentes est également semblable à celui tiré pour Tricastin-1, même si les mesures spécifiques proposées par EDF portent cette fois sur « *la visserie du tambour filtrant, certains relais électriques et certains capteurs de position des barres de commande* ».

Outre des prescriptions généralement similaires à celles relevées ci-dessus pour Tricastin-1, la décision prise en même temps que l'avis par l'ASN¹²⁰ fixe un certain nombre d'autres prescriptions liées à la progression parallèle des ECS, et/ou plus spécifiques à Fessenheim-1. On peut signaler notamment :

- dans le domaine de la protection contre les agressions internes et externes : la suppression des joints interbâtiments en lien avec la tenue sismique, la protection de la salle des machines vis-à-vis du risque d'explosion interne, l'amélioration de la performance des protections coupe-feu ;
- quelques dispositions immédiates de renforcement de prévention du risque de vidange de la piscine, dont le remplacement du casse-siphon et l'automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration, prévue depuis dans les ECS ;
- la mention, également prévue depuis dans les ECS, que les systèmes de détection du percement de la cuve et de présence d'hydrogène dans le bâtiment réacteur doivent être redondants ;
- des modifications des dispositions techniques du circuit de refroidissement intermédiaire¹²¹, en vue d'éviter le risque de rupture de confinement en cas de rupture de la barrière thermique d'une motopompe primaire, qui fait aussi partie des points examinés parallèlement dans les ECS ;

119. ASN, *Avis n° 2011-AV-0120 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 4 juillet 2011 sur la poursuite d'exploitation du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim après 30 années de fonctionnement*, juillet 2011.

120. ASN, *Décision de l'Autorité de sûreté nucléaire n° 2011-DC-0231 du 4 juillet 2011 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire de Fessenheim (Haut Rhin) au vu des conclusions du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 1 de l'INB n° 75*, juillet 2011.

121. Cette formulation résulte d'une décision modificative de l'ASN, *Décision n° 2012-DC-0328 du 11 décembre 2012 de l'Autorité de sûreté nucléaire modifiant la décision n° 2011-DC-0231 du 4 juillet 2011 de l'Autorité de sûreté nucléaire fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire de Fessenheim (Haut Rhin) au vu des conclusions du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 1 de l'INB n° 75*, décembre 2012. Dans la première version de juillet 2011, la prescription portait plus précisément sur l'installation d'une soupape sur le circuit de refroidissement intermédiaire.

- la mise en place de dispositions techniques de secours permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide, que l'ASN considère comme l'une de ses deux prescriptions majeures pour Fessenheim-1, et des propositions de solutions pour disposer d'une source froide diversifiée de secours ;
- enfin et surtout, le renforcement du radier du bâtiment réacteur « *afin d'augmenter très fortement sa résistance au corium en cas d'accident grave avec percement de la cuve* », qui constitue la deuxième prescription jugée majeure par l'ASN.

Ce dernier point marque en effet, dans son principe, une évolution majeure dans la gestion de l'accident grave. Si cette prescription est justifiée, du point de vue de l'ASN, par le fait que le réacteur présente la particularité d'avoir un radier peu épais, elle pose la question de sa transposition à d'autres réacteurs, comme ligne de défense supplémentaire même lorsque leur radier est a priori plus robuste.

En pratique, l'ASN a demandé à EDF de produire avant la fin 2011 un dossier analysant les solutions envisageables et justifiant les modifications proposées, en vue d'obtenir ce renforcement du radier avant la mi-2013. Dans un courrier de décembre 2012¹²², l'ASN a approuvé moyennant quelques réserves les dispositions proposées par EDF, qui consistent en fait, compte tenu de l'impossibilité technique d'épaissir le radier dans les proportions nécessaires, à épaissir partiellement le radier au niveau du puits de cuve mais surtout à « *permettre en cas d'accident grave avec percement de la cuve, via un tunnel ménagé à cet effet, un étalement du corium sur le radier du réacteur dans une zone de collecte incluant le local R147, et ainsi significativement plus importante que le puits de cuve seul* » – en prévoyant également d'épaissir cette zone complémentaire.

L'ASN note que cette modification doit, selon EDF, permettre de plus que tripler la durée minimale de percement du radier en cas d'accident grave et de perte de l'alimentation électrique et de la source froide. Parmi les réserves formulées par l'ASN, trois points témoignent des incertitudes qui demeurent toutefois attachées à l'efficacité de ce dispositif. Ainsi l'ASN souligne la nécessité :

- de mieux caractériser les conditions d'étalement du corium en présence d'eau, et particulièrement le risque que la présence d'eau dans le puits de cuve puisse entraver l'étalement du corium dans la zone prévue ;
- de se donner les moyens de vérifier l'étalement du corium par une instrumentation adaptée de la zone d'étalement ;
- d'affiner l'évaluation du risque de production d'hydrogène au cours des interactions corium-béton en général, et son application dans le cas spécifique de ce dispositif.

Par ailleurs, l'ASN note que le dimensionnement sismique retenu pour les ouvrages de génie civil (murets et renforts de voiles béton) est celui du séisme de dimensionnement du site (SDD).

L'avis et les prescriptions appliquées ensuite à Fessenheim-2 sont globalement de même nature¹²³. En particulier, l'ASN reconduit pour ce réacteur la même demande que pour le premier de renforcement de la résistance du radier au corium. Parmi les demandes complémentaires plus spécifiques qui sont introduites, on peut noter :

- l'introduction, comme à Tricastin-1, d'un dispositif de maintien de l'eau du circuit d'injection de sécurité à une température supérieure à 20°C. La prescription précise qu'EDF doit également mettre en place des dispositions de surveillance et de contrôle de cette température ;
- la protection des locaux importants pour la sûreté adjacents au bâtiment réacteur n° 2 vis-à-vis d'une lame d'eau pouvant provenir de la dégradation d'ouvrages hydrauliques non sismiques situés sur la plate-forme de la centrale après un séisme ;

122. ASN, Lettre CODEP-STR-2012-066935 du 19 décembre 2012 du Directeur général de l'ASN au Directeur du CEPN de Fessenheim - Réacteurs électronucléaires - EDF / Palier 900MWe – CP0 – CNPE de Fessenheim / Accord sous réserves à la mise en oeuvre d'une modification matérielle / Renforcement du radier de la tranche 1 du CNPE de Fessenheim, PNPP 0476.

123. ASN, *Décision n° 2013-DC-0342 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 avril 2013 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire de Fessenheim (Haut Rhin) au vu des conclusions du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 2 de l'INB n° 75*, avril 2013.

- le déport de la commande de fermeture de la vanne du tube de transfert vers un local protégé des rayonnements en situation accidentelle ;
- pour le réacteur n° 2 mais aussi pour le n° 1, une modification du système de purge de la turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur d'une part, et des solutions pour éviter la surchauffe des locaux du turboalternateur de secours d'autre part.

• **Cas du Bugey**

Le troisième cas sur lequel l'analyse des prescriptions d'ores et déjà applicables peut s'appuyer à ce stade est celui des deux réacteurs ayant passé leur troisième réexamen de sûreté sur la centrale du Bugey. Il s'agit des tranches n° 2 et n° 4, pour lesquelles les avis et décision de l'ASN ont respectivement été publiés en juillet 2012¹²⁴ et en juillet 2013¹²⁵. La position de l'ASN sur les résultats de l'examen de conformité, de la réévaluation de sûreté, ainsi que des examens spécifiques relatifs à la maîtrise du vieillissement est globalement semblable à celle observée pour les trois réacteurs précédents (avec les mêmes points d'attention identifiés par EDF en matière de vieillissement que pour le réacteur n° 1 de Tricastin). Les prescriptions détaillées recouvrent en partie celles discutées précédemment et n'apportent pas de point notable nouveau vis-à-vis du renforcement des installations.

Par ailleurs, sur un plan différent, les décisions de l'ASN fixent un certain nombre de prescriptions liées à la gestion du combustible qui illustrent, pour certaines, les interactions possibles entre les choix de gestion du combustible et les phénomènes de vieillissement du point de vue de la sûreté. Ainsi, pour les réacteurs de Fessenheim, qui fonctionnent au combustible UOX en gestion dite « Cyclades », l'ASN fixe un taux de bouchage de tubes maximum de 5 % à 10 % selon les types de générateurs de vapeur. Pour la gestion en « parité MOX » – qui est en vigueur sur le réacteur n° 1 du Tricastin, l'ASN indique que le taux de bouchage des tubes de générateurs de vapeur est limité à 15 % par générateur, avec un écart maximum de taux de bouchage de 6 % entre générateurs.

C. Insuffisances et perspectives

On constate à l'issue de cet examen, malgré l'intensité de l'activité de prescription d'améliorations de la sûreté, un écart entre le champ finalement assez restreint des décisions prises par l'ASN et l'ensemble des enjeux à prendre en compte pour poursuivre la réévaluation de la sûreté des installations dans la perspective d'une éventuelle prolongation.

En partant de l'affirmation que les installations présentent, même s'il doit être renforcé, un niveau de sûreté « suffisant », l'ASN inscrit d'emblée les renforcements prescrits dans le registre de précautions supplémentaires venant s'ajouter à un socle minimum d'exigences qui serait déjà satisfait et qu'il ne s'agit pas de revoir. La vulnérabilité avérée des installations vieillissantes à des scénarios pouvant conduire à des accidents majeurs implique au contraire d'ouvrir la question d'une révision des exigences applicables, en fonction d'un niveau d'acceptabilité qui semble par ailleurs difficile à fixer dans le seul cadre des processus réglementaires actuels.

La définition de nouvelles exigences implique de disposer d'une vision solide des risques. Celle-ci suppose de mener à son terme la démarche d'analyse systématique et déterministe des scénarios d'accident qui a été engagée avec les ECS, en y intégrant les problématiques associées au vieillissement. Ainsi, le premier registre des prescriptions de l'ASN est naturellement celui de la poursuite des évaluations dans le sens d'un approfondissement de tous les points laissés en suspens et d'une plus grande exhaustivité des situations traitées.

Les compléments nécessaires doivent porter en premier lieu sur les éléments de démonstration à apporter par les exploitants là où leur « jugement d'expert » sur les marges de robustesse dont disposent leurs équipements apparaît critique dans le raisonnement, par exemple sur le niveau réel de

124. ASN, *Avis n° 2012-AV-0155 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 juillet 2012 sur la poursuite d'exploitation du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Bugey après son troisième réexamen de sûreté*, juillet 2012.

125. ASN, *Décision n° 2013-DC-0361 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 25 juillet 2013 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire du Bugey (Ain) au vu des conclusions du troisième réexamen de sûreté du réacteur n° 4 de l'INB n° 89*, juillet 2013.

tenue au séisme au-delà de leur dimensionnement initial de différents équipements. Ensuite, les études doivent être complétées pour élargir l'analyse déterministe à toutes les familles de scénarios, sans écarter de manière injustifiée certains développements. En particulier, les scénarios d'aggravation d'accidents primaires par des agressions induites (incendies ou explosions internes) doivent être retenus. Surtout, les conséquences les plus graves de scénarios accidentels doivent être étudiées, comme le risque de ruine de l'enceinte du réacteur par une explosion interne ou de percement du radier dans le cas d'une fusion du cœur, ou celui d'une fusion du combustible après la vidange d'une piscine d'entreposage.

Enfin, les études devront être élargies à des situations initialement écartées par le cahier des charges des ECS dont les conséquences doivent pourtant être réévaluées selon la même démarche déterministe : il s'agit d'une part d'étudier en restant dans le domaine de la sûreté d'autres éléments initiateurs d'accident telles que les défaillances matérielles sur des équipements clés ou des erreurs humaines, et d'autre part d'étendre la démarche à la sécurité, c'est-à-dire aux actes de malveillance.

Les approfondissements et compléments visés ci-dessus doivent à leur tour nourrir la réflexion sur l'évolution des exigences de sûreté. Le renforcement du référentiel de sûreté vis-à-vis des agressions en fait partie, à condition d'aller là aussi plus loin dans le champ des événements et équipements considérés. Deux autres aspects essentiels doivent être traités :

- le premier est celui des exigences associées aux non conformités et au vieillissement. Il s'agit ici de prendre en compte la sensibilité des scénarios d'accident étudiés à la défaillance d'ouvrages ou d'équipements ne présentant pas, au moment voulu, la robustesse ou l'efficacité attendue, soit du fait d'un écart non identifié ou non traité (une non conformité), soit du fait d'une usure liée au vieillissement. Cette analyse pourrait notamment proposer des seuils d'acceptabilité vis-à-vis de la poursuite d'exploitation en fonction des écarts constatés ou envisagés. Ce point concerne en particulier les niveaux acceptables ou non de fragilisation de composants non remplaçables tels que les cuves ou les enceintes ;
- le second porte sur l'analyse des forces et faiblesses de conception des installations, en fonction des accidents considérés à l'époque, vis-à-vis des scénarios considérés dans les ECS. Ce point doit préciser les exigences, par exemple, en termes de renforcement ou non du confinement des réacteurs et du confinement des piscines. L'ASN ouvre également d'autres pistes, en demandant par exemple l'étude d'une protection géotechnique des eaux autour des réacteurs.

Ce n'est qu'à l'issue d'un tel examen que la question des renforcements susceptibles de réduire le risque d'accident majeur à un niveau jugé acceptable pourra être véritablement instruite. Ce point n'est pas contradictoire avec le fait d'introduire dès que possible, comme le fait l'ASN dans ses prescriptions actuelles, des renforcements non structurels de la robustesse.

Il faut par ailleurs rappeler que, parallèlement à la réflexion qui doit se poursuivre sur les renforcements matériels des structures et des équipements pour augmenter la capacité des installations à « contenir » le potentiel de danger qu'elles renferment, une démarche peut être menée sur les moyens de réduire à la source ce potentiel de danger. Les demandes de l'ASN sur le développement de modalités alternatives d'entreposage s'inscrivent dans cette perspective. D'autres volets peuvent également être poursuivis. L'un d'eux, qui prend tout son sens dans la perspective d'une éventuelle prolongation, consiste dans la recherche d'un matériau de gainage alternatif au zircaloy et ne présentant pas les mêmes caractéristiques négatives dans les situations accidentelles. Une autre voie réside dans la limitation du potentiel de danger par la maîtrise des conditions d'exploitation : ainsi, une réflexion mérite d'être menée sur les restrictions apportées, dans l'hypothèse d'une éventuelle prolongation, à des pratiques pénalisantes du point de la sûreté telles que l'utilisation de combustible MOX ou le fonctionnement des réacteurs en suivi de charge.

6. Scénarios de renforcement

Les premières décisions de l'ASN posent des jalons dans la bonne direction, mais elles sont loin de répondre à l'ensemble des enjeux. La réévaluation de la sûreté, l'élaboration d'exigences de sûreté qui en découlent et la mise en œuvre des mesures de renforcement correspondantes là où elles seront possibles est un processus nécessairement long et incertain. Ce constat est sans doute incompatible avec la volonté de statuer à court terme sur la prolongation de la vie du parc, mais c'est du point de vue de la sûreté un passage obligé.

Pourtant, compte tenu de l'âge actuel du parc d'EDF, les décisions relatives à l'éventuel renforcement des réacteurs ne peuvent plus être significativement différées. En effet, l'inertie inhérente au déploiement des actions, qu'il s'agisse de la mise en œuvre industrielle de travaux de renforcement sur les réacteurs du parc d'un côté, et des transformations nécessaires sur la production et la consommation d'électricité en lien avec l'évolution du parc de l'autre, est très importante.

Ce constat, une fois posé, n'est pas sans soulever un certain nombre de problèmes pour le processus de décision sur les éventuels renforcements de réacteurs. Le temps nécessaire à leur mise en œuvre risque en effet de peser sur les exigences. Ainsi il existe par exemple un risque, si les décisions sont trop différées, que l'absence d'autre option que la prolongation de réacteurs tire vers le bas le niveau d'exigences jugé « réaliste ». Il peut aussi arriver, au contraire, que l'exploitant anticipe les décisions en prenant l'initiative de renforcements qu'il interprète a minima mais qui réduisent ensuite, techniquement et économiquement, le champ des exigences applicables. Surtout, les travaux que peut réaliser EDF avant d'éventuelles décisions finales risquent de peser sur celles-ci dès lors qu'il pourra faire valoir son intérêt à rentabiliser ces investissements ou exiger une compensation.

Il apparaît donc nécessaire, pour maîtriser ce dossier sur le plan de la sécurité électrique, de la stratégie industrielle et de la sûreté nucléaire, de clarifier au plus vite les conditions dans lesquelles des décisions de renforcement, et d'éventuelles décisions de prolongation seront prises. Cette clarification comporte au moins, en regard des différents enjeux liés à l'état du parc, à sa pyramide des âges et aux incertitudes sur l'évolution de sa sûreté, trois volets complémentaires :

- le premier, au cœur du dossier, est celui des critères. Il s'agit de la définition même de nouvelles exigences de sûreté, c'est-à-dire l'explicitation pour le débat public des objectifs à atteindre en matière de renforcement des réacteurs, vis-à-vis de la maîtrise du vieillissement comme de la robustesse contre les situations d'accident les plus graves ;
- le deuxième est celui du temps. Sur ce plan, il convient en effet de définir les échéances auxquelles les différentes décisions doivent être prises, l'enchaînement entre les décisions et la mise en œuvre, et au final les délais dans lesquels les renforcements doivent, le cas échéant, être achevés ;
- le troisième, enfin, est celui du cadre réglementaire. Ceci concerne à la fois la nature réglementaire des décisions prises par l'ASN, le cadre législatif et réglementaire sur lequel elle pourront s'appuyer, et la nature du processus conduisant à la décision.

Pour éclairer et stimuler ce débat, la méthode retenue ici est une méthode prospective qui consiste à traduire les écarts entre les niveaux d'exigence applicables sur ces différents volets en termes de scénarios. Pour cela, on discute dans ce chapitre, sur la base des prises de position de l'ASN et du cadre réglementaire actuel, les niveaux d'exigence envisageables sur le renforcement et sur sa mise en œuvre, avant de proposer plusieurs orientations formant trois scénarios contrastés.

6.1. Enjeux des scénarios

Si les réexamens de sûreté et les premières prescriptions de renforcement introduites dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima vont dans le sens d'une recherche continue d'amélioration de la sûreté, ces démarches laissent de nombreuses questions en suspens. Plusieurs préoccupations majeures peuvent être soulignées :

- la première porte sur le niveau d'amélioration réellement visé, c'est-à-dire sur le référentiel de sûreté applicable. En effet, si l'évolution des processus de réexamen et d'évaluation complémentaire de la sûreté donne lieu à de nombreuses prescriptions, il n'apparaît plus vraiment clairement ce qui s'inscrit dans le cadre de l'évolution du référentiel et ce qui s'inscrit dans des prescriptions de renforcement hors référentiel – ce d'autant plus que le référentiel lui-même, croisement d'un millier de textes et d'exigences, n'est jamais clairement formulé ;
- la deuxième porte sur le progrès réel de la sûreté derrière l'évolution des exigences. Comme le rappelle l'IRSN, les études de sûreté menées à l'appui des évaluations des modifications retenues ou écartées reposent « sur une modélisation des phénomènes de l'installation, cette dernière étant considérée "conforme" à son référentiel d'exigences de sûreté »¹²⁶. Ainsi, la pertinence des démonstrations de sûreté repose sur une vérification de la conformité des installations qui montre des défaillances et qui doit être considérée comme de plus en plus incertaine avec le temps : le vieillissement est en effet un facteur important de non conformité dont les effets ne peuvent pas être identifiés et surveillés de manière totalement systématique ;
- par ailleurs, l'empilement ou la juxtaposition des mesures constitue un ensemble disparate dont la cohérence vis-à-vis des exigences de renforcement doit être analysée. On peut par exemple s'interroger sur le caractère suffisant ou au contraire insuffisant des modifications envisagées, sur le degré de redondance nécessaire, sur la bonne complémentarité ou au contraire sur les possibles conflits introduits par des dispositions prévues à des niveaux différents ;
- on peut y ajouter un questionnement sur les conditions dans lesquelles les exigences sont fixées et la mise en œuvre d'éventuelles modifications décidée, en soulignant la large place laissée à l'interprétation de l'ASN du caractère acceptable ou non des dispositions existantes ou de leur évolution ;
- enfin, on observe une grande inertie dans les délais de réalisation et d'atteinte éventuelle des niveaux d'exigence fixés qui soulève des questions sur les échéances réelles de renforcement du niveau de sûreté.

Les mêmes questions se posent pour d'autres renforcements à venir, tels qu'ils pourraient être envisagés pour maîtriser la sûreté des réacteurs jusqu'à 40 ans et en vue d'une éventuelle prolongation de durée de vie de tout ou partie d'entre eux. En fonction des niveaux d'exigence que l'on se donne sur le référentiel à atteindre, sur le degré de conformité à garantir, sur le type de solutions techniques privilégiées pour atteindre les objectifs de sûreté et sur les conditions et délais de mise en œuvre, les scénarios d'un éventuel renforcement des réacteurs peuvent prendre des formes très contrastées.

a. Niveaux d'exigence

Ainsi que le rappelle l'ASN dans son avis rendu dans le cadre du Débat national sur la transition énergétique (DNTE)¹²⁷, « chaque réacteur nucléaire devra être arrêté un jour du fait de son vieillissement, lié à la dégradation physique des matériels, en particulier ceux qui ne sont pas remplaçables, et à l'obsolescence de sa base de conception au regard du niveau de sûreté exigé pour des installations plus récentes (...). Les réacteurs ont été conçus, à l'origine, pour une durée de

¹²⁶. IRSN, *Le réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales – Rapport de synthèse de l'instruction technique réalisée par l'IRSN* (rapport DSR n° 285), Fontenay-aux-Roses, décembre 2009, 34 p.

¹²⁷. Avis n°2013-AV-0180 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 mai 2013 portant contribution de l'ASN au débat national sur la transition énergétique.

fonctionnement minimale de 40 ans (...). Si les considérations de sûreté n'ont jusque-là pas conduit à prescrire d'échéance pour l'arrêt définitif des réacteurs nucléaires actuellement en exploitation, la possibilité de les maintenir en fonctionnement au-delà de 40 ans n'est pas aujourd'hui acquise ».

Comme l'indique également l'ASN, « l'exploitation au-delà de cette durée nécessiterait, du point de vue de la sûreté, un examen d'une ampleur particulière prenant en compte les hypothèses et les marges prises dans le dimensionnement pour 40 ans, le retour d'expérience, l'amélioration des connaissances et l'évolution prévisible des exigences de sûreté sur la période considérée »¹²⁸. Dès lors, la première question cruciale qui se pose est celle de la définition des exigences applicables à la poursuite éventuelle du fonctionnement des réacteurs, ou d'une partie d'entre eux, au-delà de cette limite de 40 ans. La réflexion sur ces exigences doit permettre d'aboutir à une définition claire du référentiel applicable à une éventuelle prolongation, et des critères de démonstration de la conformité des réacteurs à ce référentiel, suffisamment en amont des échéances pour permettre la décision et l'éventuel engagement des efforts de renforcement correspondants.

• **Évolution des marges et des exigences**

Le besoin de formaliser dès que possible le niveau d'exigences applicable au renforcement pour une prolongation éventuelle, implique de mettre en débat les deux principaux facteurs du niveau de sûreté que constituent les marges de sûreté dont disposent les réacteurs d'une part, et les exigences de sûreté qu'on leur fixe d'autre part.

Les réacteurs ont en effet été développés en intégrant des marges à la conception et à la construction vis-à-vis des exigences de sûreté. Ces marges sont soumises, avec le temps, à différents phénomènes qui entraînent des évolutions contraires. D'un côté, les mécanismes de vieillissement, mais aussi les logiques d'optimisation, et la pression exercée par la recherche de réduction des coûts exercent une pression négative qui érode les marges de sûreté. De l'autre, les efforts de mise en conformité, de maintenance préventive, de remplacement de composants, et l'introduction progressive de nouveaux dispositifs de sûreté tendent à recréer des marges de sûreté.

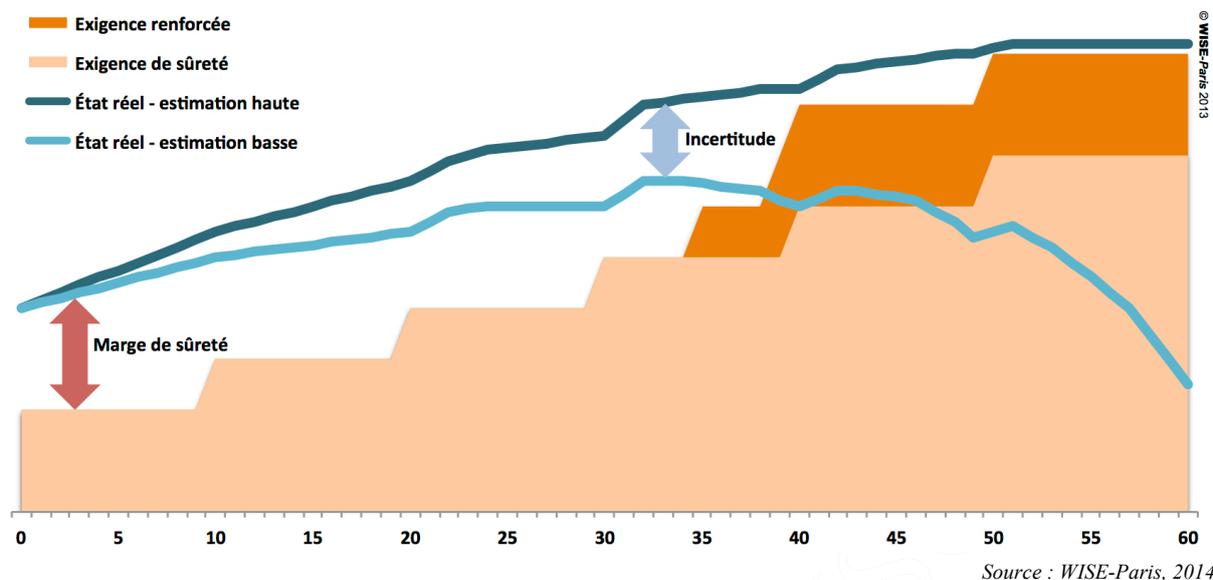
Deux visions de l'évolution de l'état réel de l'installation peuvent dès lors être développées. L'une, qui est celle défendue par l'industrie nucléaire, consiste à affirmer que les facteurs d'amélioration de l'état réel de l'installation l'emportent sur les facteurs d'érosion, et que le niveau réel de sûreté augmente toujours dans le temps. L'autre consiste au contraire à penser que si les efforts de maintenance et de développement de l'installation peuvent effectivement, pendant un certain temps, compenser les effets négatifs, ceux-ci finissent par l'emporter du fait à la fois de la perte irréversible de marges sur des composants non remplaçables, et du risque croissant d'écarts non détectés de conformité.

Cette bascule, compte tenu des hypothèses retenues à la conception sur la durée de vie et des connaissances sur les phénomènes de vieillissement à l'œuvre, pourrait intervenir dans la période de 30 à 40 ans de durée de vie. Dans tous les cas, les limites diverses du contrôle de la conformité des installations (accessibilité des matériels, temps de mise en œuvre des contrôles, incertitude sur les connaissances) conduisent à une incertitude croissante sur l'état réel des réacteurs par rapport à leur référentiel. Il faut par ailleurs bien sûr tenir compte de l'évolution de ce référentiel au vu des exigences tirées du retour d'expérience et du niveau d'acceptabilité des risques.

Le schéma suivant illustre la façon dont le temps peut accroître l'incertitude sur l'état réel de la sûreté de l'installation tout en consommant les marges de sûreté, et la façon dont cette évolution peut croiser celle des exigences de sûreté, en fonction également du niveau d'exigence fixé au delà de 40 ans.

¹²⁸. Autorité de sûreté nucléaire, *Rapport annuel 2012*, Paris, mars 2013, 542 p.

Figure 14 Schéma d'évolution de la sûreté des réacteurs au fil du temps
Évolution des exigences de sûreté, de l'état réel, des marges de sûreté et des incertitudes



Comme l'écrivait l'ASN dès 2009, « le fait que la démonstration ait été réalisée initialement pour une durée de 40 ans ne permet pas de présumer des marges restantes qui permettraient d'envisager l'exploitation à plus long terme »¹²⁹. En effet, l'échéance de 40 ans ne marque pas de rupture brutale dans l'état concret des installations, mais le passage dans une phase où le niveau d'incertitude, et le risque d'une évolution négative de l'état réel de l'installation augmentent significativement. Deux approches sont possibles au regard de ce constat.

La première consiste à définir, indépendamment de la limite de 40 ans, des critères d'arrêt définitif des réacteurs correspondant à des seuils jugés inacceptables de sénescence matérielle ou d'obsolescence conceptuelle ou technologique des réacteurs. Toutefois, aucun pays n'a développé un ensemble cohérent de critères pour définir les conditions entraînant un arrêt pour cause de vieillissement.

WISE-Paris a développé en 2004, dans le cadre de débats sur ce type de question en Suisse, une étude pour identifier différentes bases envisageables pour l'élaboration de critères d'arrêt des réacteurs vieillissants¹³⁰. Les pistes proposées portaient notamment sur :

- l'établissement de critères quantitatifs directement basés sur des limites de dégradation par des processus physiques des différents composants, structures et systèmes. Ce point pourrait notamment s'appliquer, en premier chef, à une limite de fluence de la cuve ou de fatigue du béton de l'enceinte, mais également à d'autres composants ;
- une approche quantitative plus fine basée sur des seuils d'augmentation de probabilité d'accident à ne pas dépasser dans le cadre des évaluations probabilistes de sûreté ;
- en complément, l'application de critères qualitatifs liés à la mise en œuvre ou non de bonnes pratiques de l'exploitant dans l'ensemble des tâches de surveillance et de maintenance nécessaires à la maîtrise du vieillissement (par exemple en matière d'information, de contrôle, de planification...) ;
- enfin, le développement de critères relatifs à la capacité financière de l'exploitant à faire face aux différentes charges, y compris celles résultant de la gestion du vieillissement. On pourrait étendre ces critères aux capacités techniques et industrielles, c'est-à-dire par exemple à l'existence de personnels

¹²⁹. Sébastien Crombez, adjoint au directeur des équipements sous pression (DEP) de l'ASN, et Frédéric Ménage, adjoint au directeur des centrales (DCN) de l'ASN, dans « La durée d'exploitation des centrales nucléaires et les conditions de la poursuite de leur exploitation », Dossier - La poursuite d'exploitation des centrales nucléaires, *Contrôle*, n° 184, juin 2009.

¹³⁰. Marignac, Y., Coeytaux, X., *Propositions pour le développement de critères d'arrêt pour les réacteurs nucléaires – Une contribution au débat suisse*, WISE-Paris, Rapport commandité par Greenpeace Suisse, juin 2004.

hautement qualifiés en nombre suffisant, ou encore à la disponibilité des services de maintenance et des pièces de rechange.

Ces propositions, élaborées bien avant l'accident de Fukushima, n'ont qu'un caractère exploratoire. Elles constituent néanmoins une première base pour développer avec les parties prenantes une véritable réflexion visant à élaborer des critères d'arrêt simples, clairs, acceptables et vérifiables – et lutter contre la tendance spontanée à laisser le vieillissement grignoter les marges de sûreté.

La seconde approche consiste au contraire à conditionner l'arrêt au fait de ne plus être en capacité de démontrer la conformité de l'installation aux exigences de sûreté. Ainsi que l'ASN le formule, « *la problématique n'est donc pas de définir une limite finale à l'exploitation d'un réacteur mais plutôt de gérer un capital en prenant, tout au long de l'exploitation du réacteur, les mesures visant à minimiser l'impact des phénomènes de vieillissement afin d'être à même de démontrer, par des méthodes appropriées, que les paramètres caractérisant l'état de l'installation respectent l'ensemble des règles fixées* »¹³¹.

• **Questions ouvertes sur les exigences de sûreté**

Quelque soit l'approche retenue pour maîtriser l'écart entre l'état réel de l'installation et les exigences qui lui sont appliquées, celles-ci constituent bien un terme essentiel de l'équation. L'une des questions majeures posées dans le dossier d'éventuelles prolongations est donc la définition des exigences de sûreté applicables au delà de l'échéance des 40 ans.

Les exigences applicables au delà de 40 ans se situeront forcément dans la continuité des exigences tirées des évaluations complémentaires de sûreté. Celles-ci portent essentiellement à ce stade sur deux points.

Le premier concerne l'évolution, en cours d'intégration dans le référentiel de sûreté, de la définition des niveaux d'aléas à prendre en compte en termes de protection contre les agressions. Ainsi, l'ASN annonçait dans son avis du 3 janvier 2012 qu'elle renforcerait les référentiels de sûreté des installations nucléaires. Elle a par exemple publié dans ce cadre en 2013 un guide relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes, qui détaille les méthodes à suivre pour quantifier les risques d'inondation externe et les moyens de protection adaptés à ces risques¹³². L'ASN considère par ailleurs que les prescriptions fixant les exigences de résistance au séisme des éléments du « noyau dur » sont de nature à renforcer considérablement la protection des réacteurs vis-à-vis de ce risque.

L'ASN a également engagé une réflexion sur la mise à jour des référentiels de sûreté applicables aux autres agressions externes. Dans le domaine de la protection contre les agressions, une autre évolution importante, appelée à se renforcer, est la prise en compte d'un spectre plus large d'agressions internes à travers l'analyse des effets induits, et des agressions d'équipements nécessaires à la sûreté par d'autres dans les situations d'agression externe envisagées.

Le deuxième point, majeur, d'évolution future du référentiel de sûreté issue des ECS consiste dans l'introduction de la démarche de « noyau dur ». Selon l'ASN, le concept de « noyau dur » vise à disposer de structures et équipements résistant à des événements extrêmes assurant les fonctions vitales pour la sûreté du réacteur. Dès lors, des matériels existants ou à créer, nécessaires à la maîtrise en toutes circonstances des fonctions de sûreté, doivent être protégés vis-à-vis d'aléas notablement supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement général de l'installation. Ils doivent ainsi assurer une « protection ultime » de l'installation par rapport aux différentes agressions. Des aléas notablement majorés doivent donc être pris en compte, particulièrement pour le séisme et l'inondation.

¹³¹. Crombez, juin 2009, *ibid*.

¹³². ASN, *Guide de l'ASN n° 13 relatif à la protection des installations nucléaires de base contre les inondations externes*, Paris, avril 2013.

Plus précisément, pour l'ASN, le noyau dur introduit, du point de vue du référentiel de sûreté, des dispositions pour :

- « *prévenir un accident grave affectant le cœur du réacteur ou la piscine d'entreposage du combustible irradié* » ;
- « *limiter les conséquences d'un accident qui n'aurait pu être évité, avec pour objectif de préserver l'intégrité de l'enceinte de confinement sans ouverture du dispositif d'événement. Cet objectif de limitation des conséquences d'un accident s'applique à l'ensemble des phases d'un accident* » ;
- « *permettre à l'exploitant d'assurer ses missions de gestion de crise* »¹³³.

Pour être efficace, ce « noyau dur » doit, toujours selon les termes de l'ASN, être aussi indépendant que possible des dispositifs existants. Il doit en particulier, pour répondre à cet objectif, d'un système de contrôle-commande et d'une alimentation électrique indépendants de ceux qui équipent les systèmes en place.

Bien que ces éléments semblent constituer un cadrage très clair, les critiques portées par l'IRSN aux propositions formulées par EDF en matière de noyau dur montrent que des divergences d'interprétation fortes peuvent se faire jour¹³⁴. L'IRSN soulève en particulier, dans la synthèse de cet avis, plusieurs points de critique majeurs sur les propositions d'EDF en termes de dispositions matérielles¹³⁵. Ces points témoignent des incertitudes qui pèsent sur la formulation définitive des exigences correspondantes.

En termes d'objectifs, l'IRSN relève que « *l'objectif indiqué par EDF est d'éviter des rejets radioactifs massifs et des effets durables dans l'environnement pour des situations extrêmes* », ce qu'il juge insuffisant. L'IRSN estime qu'il faut aller plus loin et que « *le noyau dur doit permettre, à terme, non seulement de limiter les conséquences à long terme des rejets radioactifs dans l'environnement, mais également de limiter les rejets de gaz rares et d'iodes, principaux contributeurs aux doses reçues par les personnes du public en phase d'urgence* ».

Les dispositions matérielles du noyau dur proposées par EDF concernant le risque d'accident grave sur le réacteur visaient à extraire la puissance résiduelle hors de la cuve par dépressurisation (tout en injectant de l'eau pour refroidir le cœur au moyen d'une pompe à implanter), puis à évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte par un événement via le filtre U5. Face à cette proposition :

- l'IRSN souligne que « *le noyau dur doit comporter deux lignes de défense, l'une visant à prévenir la fusion du cœur, l'autre à limiter les conséquences d'un accident grave* », et que « *l'indépendance de ces deux lignes de défense doit être recherchée* » ;
- l'IRSN critique sévèrement la démarche proposée par EDF qui consiste à ouvrir la deuxième et la troisième barrières, et estime au contraire que « *une stratégie de conduite privilégiant le maintien de l'intégrité des barrières, aussi longtemps que possible, doit être recherchée* ». Il recommande dès lors de rechercher dans le noyau dur le moyen « *d'assurer la fonction de refroidissement du circuit primaire par les générateurs de vapeur du circuit secondaire* » ;

Pour la piscine, le constat posé est « *l'impossibilité de limiter les conséquences radiologiques associées à une dégradation des éléments de combustible* ». Aussi, les dispositions matérielles du noyau dur proposées par EDF se concentrent sur la prévention de ruptures de gaines en évitant le dénoyage du combustible entreposé ou en cours de manutention, et consistent « *à compenser l'évaporation due à l'ébullition de l'eau de la piscine par un appoint d'eau* ». Sur ce point :

133. ASN, décisions « noyau dur » du 21 janvier 2014.

134. IRSN, *Définition d'un noyau dur post-Fukushima pour les REP d'EDF : objectifs, contenu et exigences associées* (Rapport IRSN n° 2012-009), Réunion des Groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires du 13 décembre 2012, Fontenay-aux-Roses, décembre 2012, 271 p. Ce rapport, qui a nourri les décisions de l'ASN en matière de noyau dur de janvier 2014, n'a toutefois été rendu public qu'après la publication de ces décisions.

135. IRSN, *Synthèse du rapport IRSN n° 2012-009 sur la définition d'un noyau dur post-Fukushima pour les REP d'EDF : objectifs, contenu et exigences associées*, 13 décembre 2012. D'autres commentaires, non repris ici, concernent les dispositions organisationnelles.

- l'IRSN note qu'EDF applique ce principe même dans des situations où le confinement statique de la piscine n'est plus assuré¹³⁶, et souligne que « *les dispositions de prévention (...) doivent être particulièrement robustes (...) lorsque le confinement statique du bâtiment n'est pas assuré* » ;
- alors qu'EDF postule que les piscines resteraient intègres après l'agression, l'IRSN considère que les SSC sur lesquels repose cette intégrité sont trop nombreux et difficiles à renforcer, d'où « *l'hypothèse d'intégrité totale des piscines après une agression extrême ne permet pas de disposer d'un bon niveau de confiance dans les caractéristiques fonctionnelles du noyau dur permettant d'éviter le découverture du combustible et doit être revue* ».

Enfin, concernant les exigences de dimensionnement applicables aux éléments du noyau dur, l'IRSN formule différentes remarques portant d'une part sur les niveaux et le champ d'agressions extrêmes à considérer, d'autre part sur les méthodes utilisées pour justifier la robustesse du noyau dur aux niveaux d'aléas correspondants. La principale concerne le caractère insuffisant de la proposition de niveaux forfaitaires formulée par EDF pour ce qui concerne les séismes. L'IRSN considère que les niveaux à prendre en compte « *devraient notamment correspondre à des événements dont la période de retour dépasse significativement la dizaine de milliers d'années* ».

Les exigences éventuellement applicables à la prolongation seront fortement déterminées par le retour d'expérience de Fukushima. Toutefois, elles doivent aussi prendre en compte les conséquences en termes de marges des effets du vieillissement.

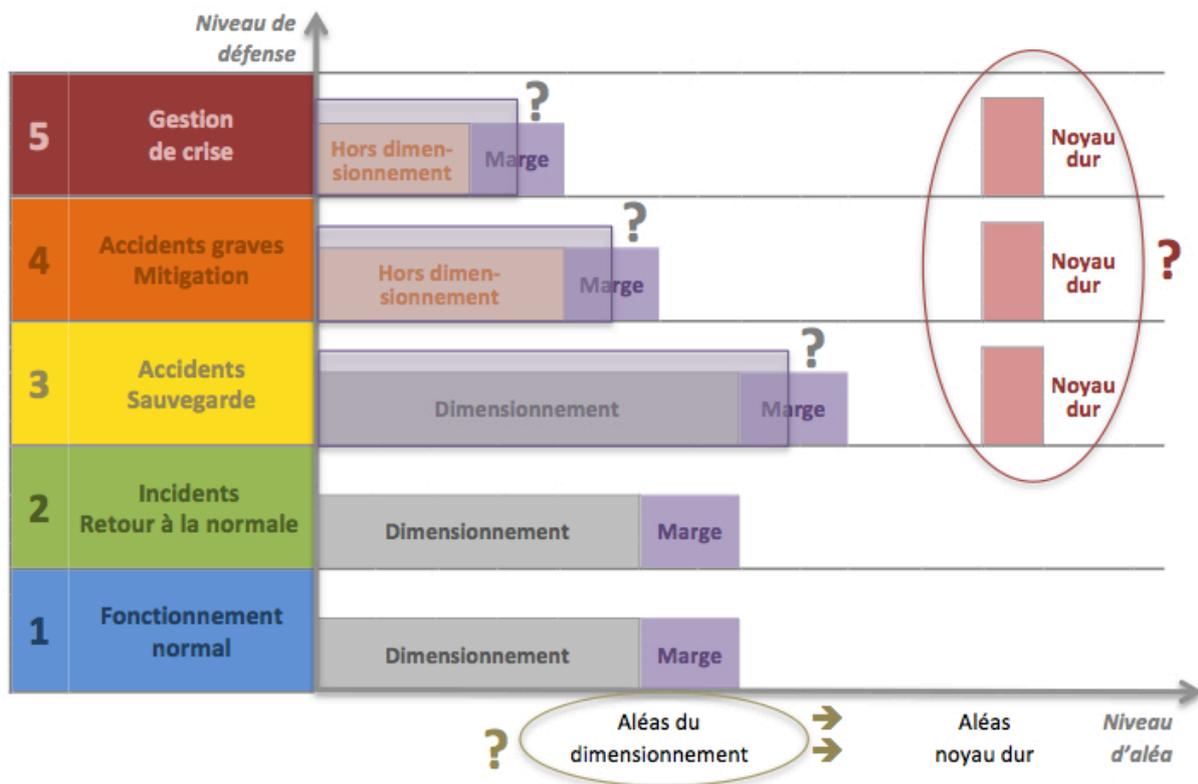
À titre d'exemple, on peut citer le problème central du dépassement certain, à l'échéance de quelques années au maximum après 40 ans, de la fluence maximale prévue à la conception (par exemple $6,5 \cdot 10^{19}$ neutrons/cm² pour les 900 MW). Ce constat pose la question d'introduire ou non dans le référentiel de sûreté l'hypothèse d'une rupture de la cuve – et donc la gestion de ses conséquences –, alors que celle-ci a été exclue à la conception et le reste à ce jour dans le référentiel de sûreté. À l'inverse, continuer à exclure cette hypothèse, donc à supposer que les dispositions de sûreté permettent d'éliminer ce risque, implique de définir les renforcements correspondants de ces dispositions préventives. Cette réflexion est d'autant plus complexe que la prise en compte ou non du risque de rupture de la cuve doit non seulement être considérée en tant qu'initiateur, mais aussi en termes de conséquence éventuelle des scénarios examinés dans le cadre du retour d'expérience de Fukushima.

Au total, les questions posées en termes d'exigences de sûreté au-delà de 40 ans portent principalement sur cinq grands champs :

- la révision des aléas du dimensionnement, en particulier la révision des niveaux d'agressions externes et du spectre d'événements initiateurs internes à prendre en compte, et le niveau d'application de ce dimensionnement aux différents équipements, incluant la définition éventuelle d'aléas de dimensionnement spécifiques aux noyaux durs ;
- la révision des accidents de dimensionnement, tenant notamment compte d'une part de la fragilité croissante d'éléments non ou difficilement remplaçables, inclus la cuve et l'enceinte du bâtiment réacteur, et d'autre part de la réévaluation de la vulnérabilité de la piscine d'entreposage d'autre part, ainsi que la révision des dispositions correspondantes pour la sauvegarde ;
- la révision, dans la même logique, des accidents hors dimensionnement, ainsi que des dispositions correspondantes pour la mitigation des accidents graves et pour la gestion de crise ;
- la révision des exigences de conformité, tenant compte de la consommation par le vieillissement des marges prises à la conception et à la réalisation, et des exigences correspondantes en termes de maintenance des équipements ;
- enfin, l'introduction de dispositions spécifiques au noyau dur, qui concernent non seulement son dimensionnement aux agressions, son degré d'indépendance vis-à-vis des systèmes existants et de redondance, etc.

¹³⁶. Le bâtiment combustible fait normalement l'objet d'un confinement dynamique, assuré par une ventilation et une filtration, qui deviennent inopérantes lorsque la température devient trop élevée (et qui peuvent par ailleurs être défaillantes pour d'autres raisons).

Figure 15 Évolution du référentiel applicable à la prolongation des réacteurs
 Questions ouvertes sur l'évolution des exigences de conformité, de dimensionnement et de noyau dur



Source : WISE-Paris, 2014, d'après IRSN, 2011

• Position provisoire de l'ASN

L'ASN a exprimé en juin 2013 une « position détaillée sur les orientations du programme générique proposé par EDF »¹³⁷ pour étendre la durée d'exploitation des réacteurs significativement au delà de 40 ans. Cette position approuve la démarche développée par EDF pour aborder ce programme mais reste très prudente sur son aboutissement : ainsi l'ASN « considère que la méthodologie proposée est globalement satisfaisante » tout en soulignant que « au-delà des actions complémentaires qu'EDF s'est engagée à mener, des modifications et compléments sont nécessaires pour ce qui concerne les objectifs de sûreté poursuivis et les thèmes à traiter ».

Les remarques et demandes formulées par l'ASN portent d'une part sur la maîtrise du vieillissement et de la conformité, et d'autre part sur la réévaluation de la sûreté. Il est intéressant de les examiner au regard des questions ouvertes détaillées précédemment.

Dans le premier champ, l'ASN distingue des enjeux de maîtrise du vieillissement, de maintenance exceptionnelle et de garantie de la conformité.

Pour la maîtrise du vieillissement, l'ASN juge « globalement pertinente » la proposition d'EDF de reconduire pour les VD4 des 900 MWe programmées à partir de 2019 la démarche appliquée aux VD3 des mêmes réacteurs. Elle formule cependant d'importantes demandes et réserves concernant les équipements dont la tenue est jugée la plus importante pour la sûreté :

- l'ASN rappelle que cette démarche, étendue à un objectif de durée de fonctionnement de 60 ans, impliquera « la révision des dossiers de référence réglementaires », incluant les dossiers génériques, les DAPE génériques pour les composants les plus sensibles, et les DAPE par réacteurs. En particulier, l'ASN souligne, à propos des dispositions réglementaires s'imposant aux éléments des circuits primaires et secondaires principaux (tenue en service des cuves, zones inconel, etc.) que

¹³⁷. Lettre CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013 du Président de l'ASN au Président d'EDF sur le « Programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté ».

« l'extension de la durée de fonctionnement au-delà des quatrièmes visites décennales remettrait en cause les hypothèses et données d'entrée de ces dossiers ». Elle demande à EDF de produire un échéancier de livraison des notes nécessaires à cette révision, dont le résultat reste donc ouvert ;

- dans ce registre, l'ASN porte bien sûr une attention très particulière à la fatigue de la cuve, en rappelant que le critère retenu à la conception d'exclusion d'une rupture de la cuve doit être conservé malgré sa fragilisation. Ainsi, « dans le cadre de l'augmentation de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de quarante ans, la justification de la tenue mécanique des cuves est un point essentiel ». L'ASN souligne qu'EDF, en plus de « la valorisation de l'effet de préchargement à chaud » (grâce au préchauffage en continu de l'eau du réservoir d'injection de sécurité), suggère l'usage d'un critère dit d' « arrêt de fissure », qui serait donc susceptible de remplacer le critère de non amorçage en vigueur actuellement. Pour l'ASN, la valorisation de ce critère « constituerait une modification majeure du critère d'aptitude à la tenue en service des cuves dont l'acceptabilité n'est aujourd'hui pas acquise »¹³⁸ ;
- l'ASN considère parallèlement que l'identification des phénomènes de vieillissement doit être complétée, suggérant notamment que « des mécanismes de dégradation non identifiés à la conception ou grâce au retour d'expérience actuellement disponible » pourraient remettre en cause le bon fonctionnement des équipements de sûreté au-delà des VD4. Toutefois, l'ASN limite cette demande aux seuls matériels classés Équipements importants pour la protection (EIP) ;
- en lien avec cette demande, l'ASN demande également à EDF de renforcer et de garantir la disponibilité dans la durée de dispositifs de contrôle par examen non destructif de l'état des EIP, qui doivent permettre à la fois de pratiquer de manière régulière des contrôles par sondage, et de déployer rapidement, lorsque des dégradations apparaissent, un programme de contrôles systématiques et étendus¹³⁹.

L'ASN rappelle par ailleurs l'importance de la tenue au-delà de 40 ans de la qualification aux conditions accidentelles des matériels. Elle accepte la proposition d'EDF de procéder de manière progressive dans cette qualification par familles d'équipements, mais rappelle que cette qualification doit être engagée pour les EIP¹⁴⁰.

En complément de ces préoccupations centrées sur les EIP, l'ASN exprime également différentes préoccupations vis-à-vis d'effets plus diffus du vieillissement sur le maintien des exigences de sûreté et vis-à-vis des enjeux de conformité, tout en laissant ouverte la question des règles de surveillance et de maintenance :

- tout d'abord, elle rappelle les efforts prévus par EDF en matière de vérification de la tenue des câbles électriques aux conditions accidentelles, et rappelle que la perte d'isolement de ces câbles sous l'effet du vieillissement représente un phénomène très sensible pour la sûreté. L'ASN demande à EDF « de développer des lois de prévision du vieillissement et une méthode de surveillance des câbles électriques, qui font l'objet d'une qualification aux conditions accidentelles, prenant en compte cet aspect du vieillissement » ;
- de même, l'ASN note l'engagement d'EDF de renforcer la surveillance des tuyauteries enterrées ou difficilement accessibles, et souligne que cette surveillance devra assurer « le diagnostic et le

138. La démonstration actuelle de l'absence de rupture de cuve dans les conditions correspondant à la limite ductile-fragile repose sur un critère de non amorçage, qui correspond à l'absence de démarrage d'une fissure en cas de choc thermique sous pression (ou de changement brutal de pression). L'introduction de ce critère dit d' « arrêt de fissure » permettrait en quelque sorte de retrouver une marge de fonctionnement malgré la fragilisation en considérant les conditions dans lesquelles une fissure initiée dans ces situations peut être limitée en fonction des conditions locales. Par ailleurs, l'ASN rappelle que la justification de la tenue de la cuve devra reposer sur des méthodes solides et conservatives rigoureusement validées. À ce titre, elle rappelle que la démarche déterministe doit rester la référence, les méthodes probabilistes ne constituant que « des outils complémentaires pour l'appréciation des marges et des paramètres importants ».

139. Ce point concerne particulièrement la surveillance globale, non seulement en surface et subsurface mais dans son épaisseur, de l'acier des cuves. L'ASN mentionne à titre d'exemple la surveillance et le contrôle des pénétrations de fond de cuve.

140. L'arrêté du 7 février 2012 relatif aux règles générales applicables aux INB stipule en effet que l'obligation de qualification pour les EIP entre en vigueur, pour chaque réacteur, à la date du premier rapport de réexamen remis après le 1^{er} juillet 2015. Cette disposition va donc notamment s'appliquer aux réacteurs 900 MWe entrant en VD4 à partir de fin 2014.

pronostic de l'intégrité des tuyauteries et l'établissement de critères décisionnels pour la réalisation de réparation ou de remplacement » ;

- plus largement, l'ASN signale qu'elle attend « *des propositions notablement renforcées pour ce qui concerne l'étendue de l'examen de conformité* », et rappelle qu'EDF devra être en mesure, le cas échéant, « *de remettre en conformité [ses] installations dans des délais appropriés par rapport aux enjeux de sûreté liés aux éventuels écarts détectés* » ;
- par ailleurs, l'ASN rappelle une règle de dimensionnement importante, introduite par l'arrêté du 7 février 2012, en précisant que les nouveaux équipements qu'EDF prévoit d'implanter dans le cadre du projet d'extension de la durée de vie « *devront être qualifiés aux conditions d'accident grave* ». En revanche, aucune application rétrospective de cette disposition à des équipements existants, à l'occasion par exemple de leur renouvellement, ne semble envisagée.

Le deuxième volet du programme proposé par EDF et de la position exprimée par l'ASN porte sur la réévaluation de la sûreté. Dans ce domaine, le point essentiel est l'affirmation claire que « *les études de réévaluation doivent être conduites au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs* ». L'ASN se range plus précisément derrière l'avis formulé par l'association WENRA, qui regroupe les autorités de sûreté au niveau européen, selon laquelle « *ces objectifs devraient être utilisés comme référence pour identifier les améliorations de sûreté raisonnablement possibles pour les centrales nucléaires existantes lors des réexamens décennaux de sûreté* »¹⁴¹.

Cette affirmation renvoie bien sûr dans le contexte français à la sûreté du réacteur EPR, qui fait toutefois elle-même l'objet d'une réévaluation en cours dans le contexte du processus des Évaluations complémentaires de sûreté. La difficulté réside toutefois dans l'appréciation du « *raisonnablement possible* ». Dans son avis de 2009, l'IRSN avait par exemple jugé, selon une formulation plus en retrait, que « *même si les dispositions prévues pour ces réacteurs [de génération III] ne sont pas toutes applicables en pratique aux réacteurs de génération II, elles peuvent aider à identifier des améliorations de sûreté pour les réacteurs actuellement en exploitation et à renforcer la défense en profondeur de ces réacteurs* »¹⁴².

L'ASN, sans s'engager à ce stade sur la nature précise de ce qu'elle considèrera comme raisonnable, fixe des orientations claires sur quatre sujets majeurs.

Le premier concerne la limitation des conséquences radiologiques des accidents de dimensionnement. L'ASN juge satisfaisant, et analogue aux exigences posées pour de nouveaux réacteurs, l'objectif radiologique proposé par EDF, qui consiste, « *pour les conditions de fonctionnement, [à] ne pas avoir besoin de mettre en œuvre des mesures de protection des populations (pas de mise à l'abri, pas d'évacuation et pas d'administration d'iode stable) lors de la phase dite "court terme" de l'accident (de quelques heures à 7 jours au plus)* ». L'ASN rappelle que les dispositions prévues¹⁴³ « *n'exonèrent pas EDF d'appliquer une démarche d'amélioration continue de la sûreté* ».

Le deuxième point porte sur l'extension des études de sûreté. Parmi les points soulignés par l'ASN, on peut relever deux aspects essentiels :

- d'une part, l'ASN demande à EDF d'étudier, selon une démarche déterministe, et « *en appliquant les règles d'étude des accidents du domaine de dimensionnement du parc* », le comportement des

141. Déclaration relative aux objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs nucléaires de la Western European Nuclear and Radioprotection Authorities (WENRA), novembre 2010 : « *the safety objectives address new civil nuclear power plant projects. However, these objectives should be used as a reference for identifying reasonably practicable safety improvements for "deferred plants" and existing plants during periodic safety reviews* ».

142. IRSN, *Le réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales – Rapport de synthèse de l'instruction technique réalisée par l'IRSN* (rapport DSR n° 285), Fontenay-aux-Roses, décembre 2009, 34 p. L'IRSN précise qu'il a « *examiné la transposition aux réacteurs de 900 MWe des objectifs de sûreté associés à la conception du réacteur EPR* », mais que « *compte tenu toutefois des différences de conception entre les tranches de 900 MWe et le projet EPR, cette analyse a été menée selon une démarche pragmatique en évaluant, pour chacun de ces objectifs, son gain pour la sûreté et sa faisabilité technique* ».

143. EDF considère que l'objectif est déjà atteint dans tous les accidents de dimensionnement, à l'exception de la perte de réfrigérant primaire, traitée séparément, et de certains accidents RTGV, dans lesquels EDF propose des dispositions pour réduire la masse d'eau primaire rejetée.

réacteurs vis-à-vis d'une série d'événements initiateurs qui n'avaient pas été pris en compte à leur conception et qui ont été retenus pour la conception du réacteur EPR ;

- d'autre part, l'ASN demande à EDF de développer les EPS en prenant en compte un domaine plus large d'agressions. Ainsi, « *EDF doit viser l'évaluation la plus exhaustive possible des risques de fusion du cœur et de rejets radioactifs, en fonction des spécificités des sites, et en envisageant les situations de perte de sources (froides et électriques) pénalisantes* ». Cette démarche, précise l'ASN, devra intégrer les éventuelles tendances sur la fiabilité des équipements liées au vieillissement.

Le troisième point porte sur l'amélioration de la prévention des « *accidents hypothétiques pouvant conduire à une fusion du cœur* » et de la limitation de leurs conséquences. Dans ce domaine des accidents graves, l'ASN prend note de plusieurs pistes de modifications introduites par EDF avant même l'accident de Fukushima Daiichi (dans le cadre de la transposition aux réacteurs existants des objectifs de sûreté applicables à l'EPR) :

- pour les réacteurs 900 MW, l'ajout d'un réservoir et d'une pompe ASG sur le circuit d'eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ;
- l'installation d'une pompe fixe d'injection dans le circuit primaire, dite pompe U3 ;
- l'installation de manchettes fixes permettant le secours mutuel des circuits d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion de secours de l'enceinte (EAS) ;
- l'ajout d'un diesel d'ultime secours (DUS).

Ces propositions sont complétées par une série d'études envisagées par EDF pour l'amélioration de fonctionnement du dispositif de filtration U5, pour renforcer les dispositions d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte en situation d'accident, et pour éviter le percement du radier par le corium. L'ensemble de ces dispositions, reprises et enrichies ensuite par EDF dans ses propositions de noyau dur, s'inscrivent pour l'ASN « dans la démarche de sûreté qu'elle souhaite », sous réserve des vérifications et justifications que devra apporter EDF.

Dans ce domaine, l'ASN rappelle en complément que « *la fonction globale du confinement, tant pour les accidents de dimensionnement que pour les accidents graves, doit faire l'objet d'améliorations dans la perspective de la prolongation de la durée de fonctionnement* », et souligne que « *le vieillissement prévisible des enceintes de confinement, en particulier de la paroi interne de certaines enceintes des palliers 1300 MWe et N4 ne saurait constituer un obstacle à l'obtention de ces améliorations* ».

Le quatrième et dernier sujet majeur concerne l'entreposage du combustible en piscine de désactivation. L'ASN note d'abord sur ce point que « *l'augmentation de la durée de fonctionnement des réacteurs et les évolutions qui y sont associées (...) s'accompagnent de besoins supplémentaires de capacités d'entreposage sur site du combustible usé avant traitement ou stockage définitif* », et constate que « *dans cette optique, EDF prévoit, dans un premier temps, d'augmenter la densité d'occupation de ses piscines* ».

Sans relever explicitement que cette densification est en soi contraire au principe de limitation du potentiel de danger qui doit guider l'amélioration de la sûreté, l'ASN affirme toutefois fortement que « *EDF doit réviser sa stratégie en matière de gestion et d'entreposage du combustible usé, en proposant de nouvelles modalités d'entreposage permettant d'une part de couvrir les besoins et d'autre part de renforcer la sûreté de l'entreposage du combustible en tenant compte notamment des leçons de l'accident de Fukushima Daiichi* ».

En particulier, l'ASN relève que « *malgré les améliorations décidées lors des réévaluations successives (...), l'état actuel des piscines de désactivation restera en écart notable avec les principes de sûreté qui seraient appliqués à une nouvelle installation* ». Parmi les différences notables avec les directives applicables aux nouveaux réacteurs, l'ASN souligne notamment

- l'absence de séparation physique des voies de refroidissement de la piscine (situées dans le même local, les pompes de refroidissement peuvent être perdues simultanément en cas par exemple d'incendie) ;

- la dépendance des deux voies de refroidissement à la même source froide, d'où un risque important de perte totale de refroidissement en mode commun¹⁴⁴ ;
- l'absence de démonstration de la tenue au séisme de dimensionnement des moyens d'appoint de secours en eau (nécessaires à la fois pour compenser l'évaporation en cas de perte de refroidissement et pour redémarrer un système de refroidissement) ;
- le fait que « *les événements initiateurs de vidange accidentelle des piscines (erreurs de lignage ou brèches) n'ont pas été pris en compte à la conception* », si bien que les dispositions envisagées pour rattraper ce manque ne peuvent atteindre le même niveau d'exigence que celui qu'on se fixe à la conception pour de nouveaux réacteurs ;
- enfin, « *le toit du bâtiment combustible est en bardage métallique et ne résisterait donc pas à certaines agressions externes* ».

De plus, « *EDF a confirmé lors des ECS que la mise en œuvre de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé d'assemblages de combustible irradié n'est pas envisageable sur les piscines de désactivation de ses réacteurs électronucléaires en exploitation* ». L'ASN, tout en reconnaissant ce point, en tire deux orientations très importantes :

- d'une part, elle « *demande [à EDF] d'examiner dès à présent d'autres solutions techniques pour l'entreposage sur site du combustible usé que les piscines de désactivation actuelles* », dans le respect « *des objectifs de sûreté définis dans les directives techniques applicables aux réacteurs de troisième génération* » ;
- d'autre part, dans la mesure où « *il semble inévitable que l'utilisation des piscines de désactivation actuelles restera nécessaire pour les opérations de chargement et de déchargement de combustible, ainsi que pour l'entreposage du combustible irradié dans les premiers temps suivant son déchargement (...), la possibilité d'étendre la durée du fonctionnement des réacteurs devra être examinée au regard de "l'élimination pratique" du risque de fusion du combustible dans le bâtiment combustible* ». Ce terme correspond, pour l'ASN, au fait que « *s'il ne peut pas être considéré comme physiquement impossible, des dispositions doivent être prises pour rendre ce risque extrêmement improbable avec un haut niveau de confiance* ».

Au-delà de ces points essentiels sur les conditions posées pour la prolongation des réacteurs, l'ASN attire par ailleurs l'attention sur les limitations des conditions d'exploitation que pourrait induire le fonctionnement des réacteurs au-delà de la limite initiale de 40 ans. L'ASN souligne en effet, dans sa position de juin 2013, que « *certaines changements de mode d'exploitation comme le changement de gestion du combustible, une augmentation éventuelle de puissance, le passage en suivi de charge, les modifications de procédures de conduite ou de la chimie des circuits primaires et secondaires, peuvent avoir une influence non négligeable sur l'aptitude au service des équipements et composants au-delà de la durée de fonctionnement initiale prévue à la conception* ». Ainsi, « *l'éventuelle extension de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans est susceptible d'introduire un cumul de sollicitations pouvant altérer les performances de ces composants ou systèmes et conduire à l'apparition de dégradations non prévues à la conception* ».

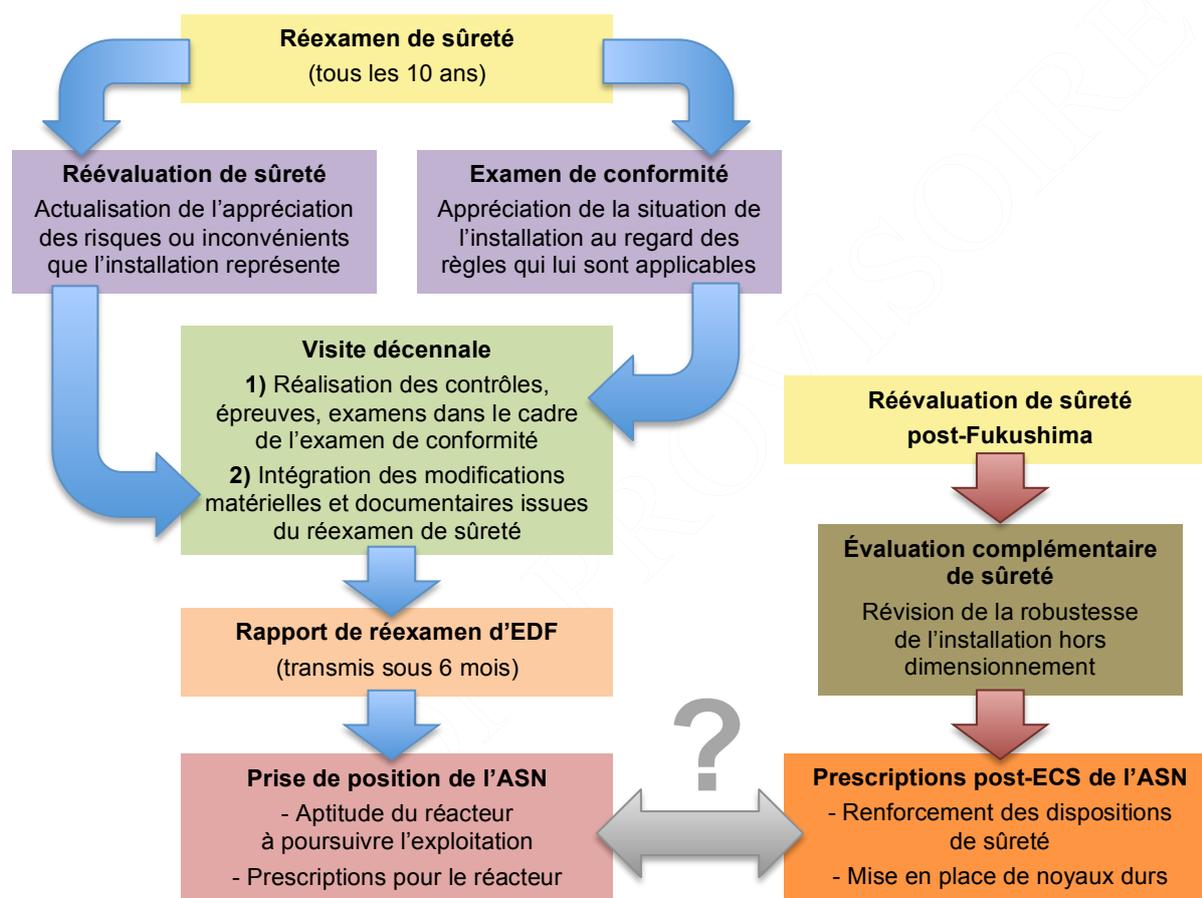
Ce point est d'autant plus juste et important que ce phénomène a en réalité déjà commencé pendant l'exploitation des réacteurs depuis leur origine jusqu'à aujourd'hui : l'introduction progressive de combustibles environ 1,5 fois plus performants que les combustibles prévus et utilisés à l'origine, l'utilisation à partir de 1987 de combustible MOX dans certains réacteurs, ou le recours massif à une gestion des réacteurs en suivi de charge du fait de la surcapacité installée sont les principaux exemples de modifications ayant déjà contribué à un « cumul de sollicitations » supérieur à la charge initialement prévue.

144. L'ASN indique que la probabilité de perte totale de refroidissement, et donc d'ébullition de la piscine qui en résulte est de l'ordre de 10^{-4} par année réacteur.

b. Enjeux de procédure

Dans l'état actuel des textes réglementaires, aucune procédure particulière nouvelle ne semble envisagée pour statuer sur les niveaux d'exigence de sûreté fixés pour une éventuelle prolongation au-delà de 40 ans de la durée de vie des réacteurs, ni sur les prescriptions de renforcement pouvant découler de ces exigences. Ces préoccupations devraient donc pour l'essentiel être couvertes par les deux processus examinés plus haut que sont le réexamen décennal d'une part, et la poursuite des évaluations complémentaires de sûreté d'autre part.

Figure 16 Processus de décision appliqués en matière de renforcement des réacteurs
Processus de prise de décision sur les réexamens de sûreté et sur les évaluations complémentaires de sûreté



Source : d'après ASN

Cette architecture soulève en premier lieu des questions du point de vue de la cohérence du cadre réglementaire dans lequel elle s'inscrit, et notamment de la définition et de l'évolution du référentiel de sûreté à l'intersection de ces deux processus. Mais ce cadre de procédures pose également d'importantes difficultés en regard des enjeux des décisions à prendre sur une éventuelle prolongation de l'exploitation des réacteurs au delà de 40 ans.

• Information et participation

En premier lieu, la procédure très encadrée des réexamens de sûreté comme la procédure ad hoc mise en place par l'ASN pour les évaluations post-Fukushima ne permettent pas de garantir le respect des principes fondamentaux d'information et de participation du public aux décisions.

La Charte de l'environnement a inscrit en 2005 dans la Constitution française le principe fondamental selon lequel « toute personne a le droit, dans les conditions et les limites définies par la loi, d'accéder aux informations relatives à l'environnement détenues par les autorités publiques et de participer à

l'élaboration des décisions publiques ayant une incidence sur l'environnement »¹⁴⁵. Ces principes sont également précisés dans le Code de l'environnement¹⁴⁶ et dans différents textes internationaux, dont l'un des plus importants est la Convention d'Aarhus¹⁴⁷.

Dans le cas des réexamens de sûreté, le processus des VD3 en cours sur le palier des 900 MW illustre bien ce déficit. Le processus de décision connaît de nombreuses étapes et s'étale sur près de vingt ans, depuis la définition des orientations du programme générique d'études du réexamen de sûreté qui a commencé en 2002 jusqu'aux décisions prises par l'ASN pour chaque réacteur à l'issue de sa visite décennale (à partir de la première en 2011, et potentiellement jusqu'en 2020 environ).

L'ensemble des décisions prises fait l'objet d'une information en direction des acteurs locaux (en CLI), nationaux (notamment au HCTISN) et du grand public (sur les sites internet de l'ASN et de l'IRSN notamment). Toutefois, cette information se tient la plupart du temps en aval des décisions, et dans des conditions d'accès limitées au détail de l'information. Surtout, ce processus est rigoureusement fermé à des interactions entre EDF, l'IRSN, le Groupe permanent et l'ASN : aucune étape dans ce long parcours ne prévoit de procédure susceptible d'assurer la participation – encore moins la participation effective – du public aux prises de décision.

Dans le cas de l'intégration du retour d'expérience de Fukushima, des actions d'ouverture ont été mises en œuvre dans le cadre de la démarche des ECS, notamment au travers de concertations sur le cahier des charges puis sur les résultats des ECS avec le HCTISN ou avec l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI). Un effort particulier a également été fait en termes d'information, par exemple avec la mise à disposition dès leur publication de l'intégralité des rapports ECS des exploitants, puis celle de leur évaluation par l'IRSN et enfin par l'ASN. Toutefois, ces actions ne se substituent pas à une véritable procédure de concertation avec le public, que le caractère relativement précaire, à ce stade, du processus réglementaire d'intégration des ECS ne permet pas de garantir.

En premier lieu, la définition même des exigences de sûreté fixées pour une éventuelle prolongation au delà de 40 ans, de l'évolution du référentiel de sûreté qui en découle et des enjeux de renforcement associés semble justifier un processus d'élaboration s'appuyant sur le plus grand pluralisme d'expertise et une concertation avec l'ensemble des parties prenantes.

Si les formes d'un tel processus très en amont restent à imaginer sur la base des instances et des dispositions existantes, des procédures plus construites et éprouvées peuvent en tout état de cause pouvoir s'appliquer dans les étapes suivantes processus. Il s'agit de la procédure de l'enquête publique d'une part et de celle du débat public d'autre part, qui semble tous les deux non seulement pouvoir mais devoir s'appliquer compte tenu des modifications en jeu.

L'application d'une procédure d'enquête publique est régie par la loi TSN de 2006 et son décret d'application n° 2007-1557 du 2 novembre 2007, qui fixe les conditions dans lesquelles une nouvelle procédure d'autorisation, dans des formes semblables à celle d'une création d'INB, est nécessaire. Le décret distingue notamment les cas où une modification des conditions d'exploitation de l'INB peut intervenir, à l'initiative de l'ASN ou à la demande de l'exploitant, sans modification du décret d'autorisation (articles 25 à 28) et les cas où, au contraire, une modification du décret d'autorisation est nécessaire (articles 29 à 33).

Une disposition fondamentale fixée par l'article 31 du décret est la définition de la notion de « modification notable » de l'installation introduite par l'article 29 de la loi TSN. Le décret fixe ainsi trois cas de modification notable d'une INB :

- « 1° Un changement de sa nature ou un accroissement de sa capacité maximale » ;

145. Article 7 de la loi constitutionnelle n° 2005-205 du 1^{er} mars 2005 relative à la Charte de l'environnement.

146. L'article L110-1-I-4° du Code de l'environnement invite au respect du « principe de participation, selon lequel chacun a accès aux informations relatives à l'environnement, y compris celles relatives aux substances et activités dangereuses, et le public est associé au processus d'élaboration des projets ayant une incidence importante sur l'environnement ou l'aménagement du territoire ».

147. Convention sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement, Aarhus, 25 juin 1998.

- « 2° Une modification des éléments essentiels pour la protection des intérêts mentionnés au I de l'article 28 de la loi du 13 juin 2006, qui figurent dans le décret d'autorisation¹⁴⁸ (...) » ;
- « 3° Un ajout, dans le périmètre de l'installation, d'une nouvelle installation de base ».

Sur cette base, le décret prévoit de manière implicite ou explicite trois cas de figure :

- l'article 31 traite justement le cas où l'exploitant souhaite introduire une modification qu'il considère lui-même comme notable, et dépose dès lors dès le début de la procédure une demande d'autorisation conforme à la procédure de modification du décret d'autorisation ;
- l'article 26 traite a contrario la situation où l'exploitant souhaite introduire une modification qu'il ne considère pas comme notable, et qui relève dès lors d'une simple déclaration instruite par l'ASN sans révision de l'autorisation de création. L'article prévoit explicitement le cas où l'ASN juge que la modification demandée est en réalité notable, et lui permet alors, selon sa seule appréciation, d'inviter l'exploitant à déposer une demande d'autorisation dans les conditions prévues par l'article 31 ;
- l'article 25, enfin, prévoit le cas de modification des prescriptions applicables à l'installation prise à l'initiative de l'ASN. Différentes dispositions de consultation des instances locales (préfet, Commission locale d'information), nationales ou européennes (Commission européenne) sont prévues selon la nature de la modification. Mais aucun cas n'est prévu pour traiter la situation où la modification serait suffisamment importante pour justifier d'une procédure de modification du décret d'autorisation de création, ou de toute autre procédure permettant la participation du public.

L'introduction de nouvelles exigences de sûreté pour un éventuel fonctionnement au-delà de 40 ans, qu'il s'agisse d'un renforcement de ces exigences ou d'un relâchement de certains objectifs (qu'il s'agit dès lors de compenser par d'autres dispositions), semble de nature à constituer une « modification notable » au sens des premier ou deuxième point de l'article 31 mentionnés ci-dessus.

L'ASN a d'ailleurs déjà relevé un sujet susceptible de justifier le passage par une nouvelle procédure d'autorisation de création pour une prolongation au delà de 40 ans. Dans son courrier de position de juin 2013 sur le sujet¹⁴⁹, l'ASN relève que le vieillissement prévisible des enceintes de confinement, qui peut conduire à l'augmentation du taux de fuite, en particulier sur les doubles enceintes des réacteurs des paliers P4, P'4 et N4, risque de faire obstacle à un objectif général d'amélioration du confinement dans la perspective de la prolongation. À ce sujet, « l'ASN rappelle que la proposition d'EDF consistant à augmenter la limite, inscrite dans les Décrets d'autorisation de création (DAC), du taux de fuite de l'enceinte interne, pour les réacteurs à double paroi, constituerait une modification notable de l'installation au sens de l'article 31 du décret n° 2007-1157 du 2 novembre 2007 modifié ».

On conçoit assez bien, sans entrer dans les détails, que d'autres critères substantiels, qu'ils soient inscrits dans les DAC ou non, devraient dans l'hypothèse d'une prolongation faire l'objet de modifications que l'on peut considérer comme au moins aussi notables. C'est le cas, par exemple, du dépassement certain, à l'échéance de quelques années au maximum après 40 années de fonctionnement sur la plupart des réacteurs, de la fluence maximale prévue à la conception (par exemple $6,5 \cdot 10^{19}$ neutrons/cm² pour les 900 MW).

Plus largement, les modifications qu'il convient d'envisager en regard des enjeux du renforcement des réacteurs, contre le vieillissement comme contre les scénarios envisageables après Fukushima, paraissent suffisamment substantielles pour constituer, sinon séparément, au moins comme un ensemble une modification notable de l'installation justifiant une modification du décret d'autorisation et une enquête publique.

148. Ces intérêts sont définis comme ceux que soulèvent « les installations nucléaires de base et les transports de substances radioactives en raison des risques ou inconvénients qu'ils peuvent présenter pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement ».

149. Lettre CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013 du Président de l'ASN au Président d'EDF sur le « Programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté ».

On peut constater a contrario que le régime réglementaire actuel offre une grande marge d'appréciation à l'ASN sur l'introduction sans modification de décret d'autorisation de prescriptions lourdes. L'obligation faite à EDF de renforcer le radier des deux réacteurs de Fessenheim, devenue la prescription d'un dispositif de récupération et de refroidissement du corium¹⁵⁰, fournit un exemple intéressant de modification qui n'est donc pas traitée comme une modification « notable » d'un point de vue réglementaire mais qui apparaît pourtant, du point de vue de l'évolution du référentiel de sûreté autant que de l'état de l'installation, comme une modification très substantielle.

• **Débat public**

L'enquête publique associée à la procédure d'autorisation par modification du DAC initial d'une éventuelle prolongation de durée de vie apparaît donc comme une des étapes susceptibles de garantir l'information et la participation du public sur les modifications des dispositions de sûreté associées. Toutefois, cette procédure porte sur la maîtrise des risques et ne permet pas la participation du public à la décision sous l'angle de son opportunité.

Cette possibilité doit pourtant être envisagée à deux titres. Le premier est le risque d'imbrication des enjeux de sûreté et de politique énergétique, d'autant plus fort que les décisions n'auront pas été lissées, anticipées et débattues en amont. Comme l'ASN le pointe par exemple, dans l'avis qu'elle a remis en guise de contribution au Débat national sur la transition énergétique (DNTE)¹⁵¹, « *en tout état de cause, la date à laquelle chaque réacteur devra être arrêté n'est pas prévisible avec précision et variera d'un réacteur à l'autre. Il est toutefois plausible, du fait du calendrier resserré des mises en service initiales, que les arrêts définitifs des différents réacteurs soient relativement concentrés dans le temps. S'ils ne sont pas convenablement anticipés, ces arrêts pourraient dégrader l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité* ».

En d'autres termes, il y a un risque, si les efforts en vue de la prolongation des réacteurs ou de solutions alternatives (maîtrise de la consommation, développement des renouvelables, voire nouveaux réacteurs) ne sont pas anticipés, de se trouver confrontés à un « choix » entre une dégradation de la sûreté nucléaire du parc ou une dégradation de la sécurité électrique du pays. Mais il existe aussi le risque inverse, si des investissements importants dans la prolongation de la durée de vie sont consentis en amont des décisions, de se trouver confrontés à un « choix » entre le renoncement à d'autres objectifs énergétiques et le fonctionnement « à tout prix » des réacteurs ou la perte des investissements consentis dans le parc. C'est pourquoi l'articulation entre les deux processus doit entrer dans le champ de la concertation.

La nature des décisions et les volumes d'investissements nécessaires constituent la deuxième raison d'envisager les modalités de concertation intégrant la question de l'opportunité. Ainsi, la procédure du débat public, organisée sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP), semble susceptible de s'appliquer, sous certaines conditions, aux projets de prolongation de durée de vie des réacteurs.

En l'état, le Code de l'environnement stipule, dans son article L121-8-I, que « *la Commission nationale du débat public est saisie de tous les projets d'aménagement ou d'équipement qui, par leur nature, leurs caractéristiques techniques ou leur coût prévisionnel, tel qu'il peut être évalué lors de la phase d'élaboration, répondent à des critères ou des seuils* » qui sont eux mêmes fixés par les articles R121-1 et R121-2. Ceux-ci prévoient respectivement que la « *création d'une installation nucléaire de base* » entre dans les catégories d'opérations et de projets d'investissements concernés, et que « *la Commission nationale du débat public est saisie de droit* » pour tout « *nouveau site de production nucléaire correspondant à un investissement d'un coût supérieur à 300 M€* »¹⁵².

150. Au passage, on peut également s'interroger sur le cadre de référence et sur la justification apportée par l'ASN de la modification de sa décision.

151. Avis n°2013-AV-0180 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 mai 2013 portant contribution de l'ASN au débat national sur la transition énergétique.

152. Les dispositions du débat public prévoient également un seuil plus bas, fixé à 150 M€, au dessus duquel la création d'un nouveau site de production nucléaire, si elle reste d'un coût inférieur à 300 M€, doit être conformément à l'article L121-8-II rendu public par son maître d'ouvrage. Il n'y a pas dans ce cas de saisine de droit de la CNDP, mais celle-ci peut être saisie par le maître d'ouvrage lui-même, par un groupe de dix parlementaires, par une collectivité locale

Ainsi, si l'on considère comme il a été discuté précédemment que la prolongation éventuelle d'un réacteur au delà de 40 ans est de nature à entraîner des modifications notables conduisant à une procédure d'autorisation de création, cette opération semble éligible au débat public. Elle l'est d'autant plus que les montants envisagés publiquement jusqu'ici par les acteurs concernés pour une telle opération se situent dans une fourchette dont le plancher est de 400 M€ par réacteur, soit un montant d'investissement supérieur au seuil haut fixé par le Code de l'environnement.

Une autre option envisageable, et théoriquement possible, serait de faire porter le débat public sur une question d'orientation générale, en amont des décisions à prendre réacteur par réacteur. L'article L121-10 du Code de l'environnement prévoit en effet que « *le ministre chargé de l'environnement, conjointement avec le ministre intéressé, peut saisir la Commission nationale du débat public en vue de l'organisation d'un débat public portant sur des options générales en matière d'environnement ou d'aménagement* ». On pourrait ainsi imaginer que les orientations générales en matière de sûreté applicables au renforcement pour prolongation éventuelle des réacteurs, et la stratégie appliquée en matière de prolongation en cohérence avec la stratégie énergétique soient soumis à un débat public de ce type.

• **Articulation des décisions entre énergie et sûreté**

La procédure de débat public apparaît ainsi comme un des moyens d'articuler la concertation avec les enjeux de sûreté et de politique énergétique des décisions à prendre sur le devenir des réacteurs. Le processus doit assurer un équilibre entre la maîtrise des risques nucléaires et celle de la sécurité énergétique. Il reste néanmoins à préciser ce processus de décision lui-même.

Les engagements du Président de la République en faveur d'une baisse du rôle du nucléaire, justifiés par la nécessité de réduire la dépendance de la France au nucléaire au même titre que sa dépendance au pétrole, et de rééquilibrer le mix énergétique donc électrique de la France, renforcent la nécessité de cette articulation. Ils ont été rappelés dans son discours d'ouverture de la Conférence environnementale, le 20 septembre 2013¹⁵³ : il s'agit d'une part de réduire à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025 (contre 75 % environ ces dernières années), et d'autre part de fermer la centrale de Fessenheim d'ici fin 2016.

Aucune indication n'a cependant été donnée à ce jour sur le calendrier des actions et sur les conditions de mise en œuvre du passage de 2016 à 2025, qui devront pourtant être clarifiés à l'horizon du projet de loi de programmation de la transition énergétique actuellement à l'étude, et dont l'examen est prévu au cours de l'année 2014. Il s'agit d'une part de décrire le chemin reliant ces deux objectifs et d'examiner les conditions dans lesquelles ce chemin peut être parcouru en maîtrisant l'ensemble des implications en termes notamment de sûreté du parc et de sécurité du système électrique, et d'autre part de préciser les mécanismes de décision permettant de mettre cette trajectoire en œuvre.

Ainsi, dans la Synthèse du Débat national sur la transition énergétique¹⁵⁴, « *l'ensemble des acteurs s'accorde sur la nécessité, pour anticiper les décisions à prendre, de définir une stratégie d'évolution du parc nucléaire, quel qu'en soit le choix d'évolution au-delà de 2025 (renouvellement, maintien, réduction ou sortie)* ». Parmi les propositions formulées pour traiter cette question, la synthèse demande notamment de « *lancer une étude multicritères de sûreté en matière de détermination des paramètres de fermeture des réacteurs, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire* » et suggère de « *lisser dans le temps, sous réserve de l'avis de l'ASN, l'évolution du parc, pour des raisons techniques, industrielles, de sûreté et financières* ».

territorialement intéressée au projet ou par une association nationale agréée de protection de l'environnement. Par ailleurs, la notion de « nouveau site de production » a déjà été interprétée par la CNDP dans le sens d'une nouvelle installation sur un site existant, comme cela a été le cas pour le débat public de 2005 sur le projet de réacteur EPR de Flamanville et pour celui de 2010 sur le projet de réacteur EPR de Penly (finalement abandonné).

153. Président de la République, *Discours d'ouverture de la Conférence environnementale pour la transition écologique*, Palais d'Iéna, 20 septembre 2013. Ce discours annonçait les conclusions tirées par le Président du Débat national sur la transition énergétique qui s'est tenu de novembre 2012 à juillet 2013.

154. *Synthèse des travaux du Débat national sur la transition énergétique de la France*, présentée par le Conseil national du débat, 18 juillet 2013.

Enfin, le débat national a permis de partager le constat selon lequel un outil manque dans le dispositif législatif et réglementaire actuel pour gérer ces différents objectifs. En effet, la législation en vigueur permet d'une part à l'exploitant de fermer un réacteur pour raisons industrielles (il doit dans ce cas donner à l'Etat un préavis de 3 ans), et d'autre part à l'Autorité de sûreté de fermer un réacteur en raisons des risques qu'il présenterait. Mais elle ne permet pas au Gouvernement de fermer un réacteur pour des raisons liées à la stratégie énergétique.

Aussi, la Synthèse du débat propose-t-elle d'« intégrer la possibilité, pour l'État de décider, pour des raisons de politique énergétique, d'arrêter ou poursuivre l'exploitation d'une installation de production électronucléaire au-delà de sa durée d'exploitation initialement prévue », tout en rappelant que « certains acteurs y sont opposés¹⁵⁵ ». Le Président de la République a arbitré cette question en annonçant en septembre 2013 que « la future loi de programmation sur la transition énergétique posera le principe d'un plafonnement à son niveau actuel de notre capacité de production nucléaire. Elle définira les modalités juridiques qui gouverneront l'évolution du parc (...). Je souhaite désormais que l'État puisse être le garant de la mise en œuvre de la stratégie énergétique de notre pays. Il ne s'agit pas de se substituer à l'opérateur, mais de maîtriser la diversification de notre production d'électricité selon les objectifs que la nation, souverainement, aura choisis ».

Dès lors que les objectifs de la politique énergétique peuvent, en complément de considérations de l'exploitant sur la rentabilité ou de l'ASN sur la sûreté, conduire à réduire la capacité nucléaire, les conditions dans lesquelles une telle décision pourrait être prise doivent en effet être précisées. Le mécanisme concret qui en découlera devra régler les conditions dans lesquelles, parallèlement à d'éventuelles fermetures, des décisions éventuelles de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans pourront être prises.

Très peu d'indications ont toutefois été fournies sur la nature plus précise des dispositions envisagées dans le futur projet de loi sur ce sujet¹⁵⁶. Le gouvernement a cependant précisé que « dans le cadre des réflexions en vue du projet de loi de programmation sur la transition énergétique, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a saisi le Ministre Philippe Martin de modifications de procédure de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement, afin de garantir l'engagement de démantèlement "au plus tôt" de façon générique. Ces modifications seront prises en compte »¹⁵⁷.

La loi TSN avait effectivement introduit en 2006 une procédure liant la fermeture et le démantèlement dans une seule décision administrative d'autorisation, par décret, de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement (MADDEM). L'orientation retenue consiste donc d'une part à séparer ces deux étapes administratives, afin de permettre l'introduction d'un dispositif de fermeture décidée par le politique tout en maintenant d'autre part une obligation de maîtrise et de délai d'engagement du démantèlement sous la responsabilité de l'ASN.

Cette modification, si elle est confirmée, verrait donc l'introduction d'une possibilité de décision de fermeture des réacteurs dans le cadre de la politique énergétique. Il reste toutefois, au delà de cette disposition, à imaginer un processus cohérent d'articulation des décisions de fermeture ou de prolongation conjuguant les trois impératifs de sûreté nucléaire, de sécurité énergétique et d'information et de participation du public.

155. Ceux-ci, note la Synthèse, « considèrent en effet que c'est à l'État de définir la politique énergétique de la Nation et son bouquet énergétique, et aux opérateurs, dans le cadre de leur gouvernance, de la mettre en œuvre. D'autres développent l'idée que la politique énergétique doit se décider dans le cadre d'un pôle public de l'énergie à créer ».

156. Ministère de l'écologie, *Projet de plan commenté du projet de loi de programmation sur la transition énergétique - texte à jour au 29/11/2013*, présenté le 10 décembre 2013 au Groupe de suivi de l'élaboration de la loi issu du Conseil national de la transition écologique et rendu public le 11 décembre 2013.

157. « Philippe Martin a rencontré le nouveau délégué interministériel à la fermeture de la centrale nucléaire et à la reconversion du site de Fessenheim », Communiqué du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 15 janvier 2014. C'est en effet à propos de Fessenheim qu'est apparue la difficulté liée à l'obligation, dans les procédures actuelles, de disposer d'un dossier de sûreté produit par EDF et approuvé par l'ASN avant de pouvoir décréter la mise à l'arrêt définitif du réacteur, ce qui repousse de trois à cinq années le délai d'une telle décision. Comme le note le communiqué, « ainsi remaniées, ces procédures permettront de respecter le calendrier prévu pour l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim à la fin de 2016 et l'engagement de son démantèlement en 2018-2019 ».

Ce mécanisme pourrait par exemple, au vu des réflexions précédentes et à titre d'illustration, prendre la forme suivante. En premier lieu, les exigences de sûreté applicables d'ici à l'échéance des 40 ans et éventuellement au delà pourraient permettre de définir des critères de fermeture ou de poursuite d'exploitation de chaque réacteur. Il s'agirait de distinguer, autour d'une règle de 40 ans :

- une logique d'exception applicable avant 40 ans qui permettrait, en lien avec les besoins de réduction de la production électronucléaire fixés par les orientations de la politique énergétique, d'anticiper la fermeture des réacteurs à la sûreté la moins assurée ;
- une logique d'exemption applicable après 40 ans qui permettrait, en lien également avec les besoins de poursuite de la production électronucléaire fixés par les orientations de la politique énergétique, de prolonger l'exploitation des réacteurs à la sûreté la plus avancée.

Cette approche pourrait alors être combinée avec la mise en place d'outils de programmation de la politique énergétique, intégrant des critères et des indicateurs de suivi énergétiques, environnementaux, économiques et sociaux. Il s'agirait, à travers cette programmation et son suivi :

- d'établir, en lien avec les orientations de la politique énergétique, une programmation combinant des objectifs de développement de nouveaux usages et de maîtrise de la consommation d'électricité, de développement des énergies renouvelables, et le cas échéant de construction de nouveaux réacteurs, selon une trajectoire aussi conforme que possible à la règle par défaut de 40 ans de durée de vie ;
- d'ajuster régulièrement, selon des critères d'avancement ou de retard vis-à-vis de cette programmation, le volume des fermetures anticipées avant 40 ans par exception d'un côté, et des prolongations autorisées par exemption de l'autre. Cet ajustement déterminerait le rythme et le nombre de réacteurs devant faire l'objet d'une procédure de fermeture, ou au contraire d'autorisation au-delà de 40 ans, selon les modalités envisagées ci-dessus.

C. Enjeux de calendrier

La discussion sur les décisions à prendre soulève, parallèlement aux réflexions sur les conditions de la prise de décision, d'importantes questions sur le calendrier de cette prise de décision et de l'éventuelle mise en œuvre des renforcements envisagés.

L'enjeu, en termes de calendrier, est d'abord d'anticiper les situations très tendues potentiellement générées par les contraintes de court et moyen terme. D'un côté, l'inertie des évolutions en matière de consommation et de production d'énergie impose de lisser les actions, et donc d'engager au plus tôt les décisions relatives au parc de réacteurs. De l'autre, l'effet de falaise sur l'âge des réacteurs et le phénomène de standardisation du parc créent un effet de masse. C'est aussi à ce titre que l'ASN souligne la nécessité d'être en capacité de « *faire face à l'éventualité, toujours possible en dépit des précautions prises, de l'arrêt simultané de plusieurs installations pour des impératifs de sûreté* »¹⁵⁸.

• Calendrier de décision

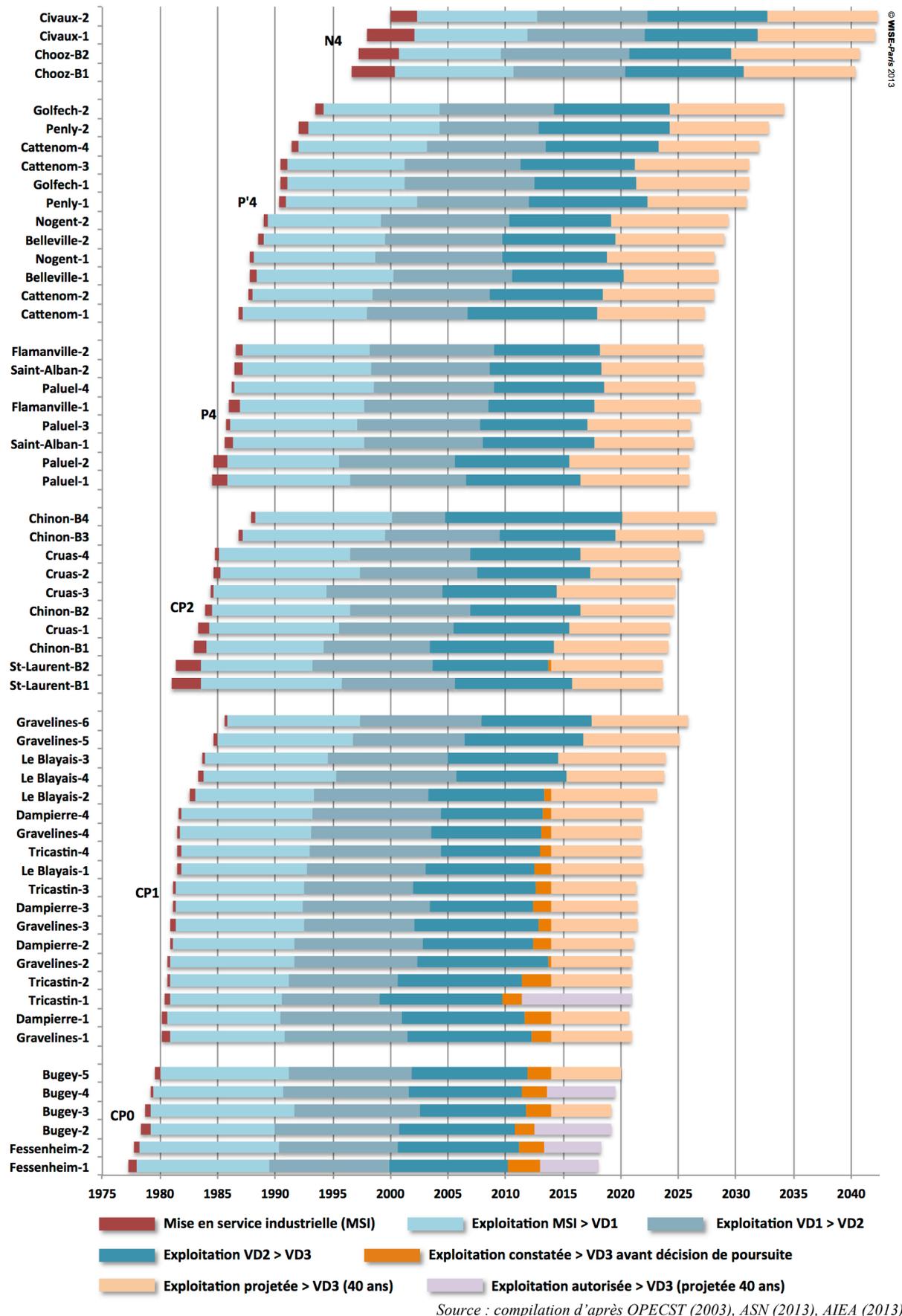
Du point de vue de la maîtrise de la sûreté, le premier enjeu est celui du rythme des décisions. Qu'il s'agisse de développer des alternatives ou de préparer, le cas échéant, les réacteurs à leur prolongation, l'articulation des processus de décision évoquée précédemment est essentielle pour statuer dans des délais compatibles avec la mise en œuvre de ces actions.

Ainsi, « *l'ASN souligne la nécessité de décisions à court terme relatives aux capacités de production d'électricité, quelle qu'en soit la nature, et aux économies d'énergie, pour faire face aux futures mises à l'arrêt définitif de réacteurs pour des raisons de sûreté* »¹⁵⁹. Le graphique suivant illustre, sur la base d'une projection de fonctionnement de chacun des réacteurs jusqu'à l'échéance de leur 4^{ème} visite décennale (40 ans après leur mise en service industrielle), l'ampleur de cet « effet falaise ». On observe par exemple que tous les réacteurs du palier CP0 vont atteindre cette échéance très vite, entre 2018 et 2020, et que 13 réacteurs du palier CP1 vont l'atteindre entre 2020 et 2022.

¹⁵⁸. Autorité de sûreté nucléaire, *Rapport annuel 2012*, Paris, mars 2013, 542 p.

¹⁵⁹. Avis n°2013-AV-0180 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 mai 2013 portant contribution de l'ASN au débat national sur la transition énergétique.

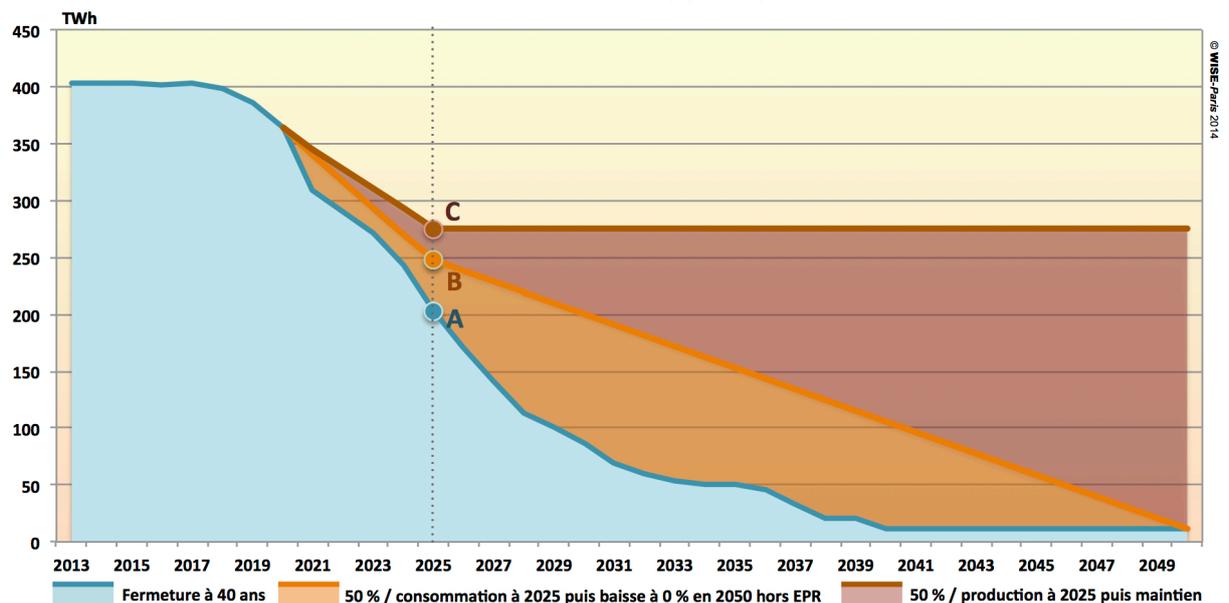
Figure 17 Projections sur l'exploitation des réacteurs nucléaires d'EDF jusqu'à 40 ans
Répartition par palier, mise en service, visites décennales passées et projetées (au 31 décembre 2013)



On peut illustrer les conséquences possibles de ce calendrier en projetant l'écart entre une trajectoire de production envisageable en regard des engagements du gouvernement, et la trajectoire de production qui découlerait d'une application stricte d'une règle de 40 années de durée de vie. Ainsi, le graphique suivant illustre ce que donnerait la production d'électricité nucléaire annuelle du parc d'ici à 2050, sur la base de la production de 403,7 TWh du parc en 2013¹⁶⁰. L'estimation de la production repose sur une projection de l'évolution de la capacité où chaque réacteur fonctionne jusqu'au mois de ses 40 années depuis son couplage, sauf pour les deux réacteurs de Fessenheim qui sont arrêtés fin 2016, tout en intégrant à partir de 2017 la production du réacteur EPR de Flamanville, conformément à l'objectif d'EDF ; on suppose par ailleurs le maintien du facteur de charge de 73 % observé en moyenne sur le parc en 2013¹⁶¹.

La production nucléaire chute selon cette projection de moitié en huit ans, se maintenant au niveau actuel jusqu'en 2017 environ pour s'établir juste au dessus de 200 TWh en 2025 (point A). En d'autres termes, l'engagement de 50 % de nucléaire en 2025 doit correspondre, s'il ne doit se traduire par aucune extension de prolongation de durée de vie, à une production totale d'électricité de 400 TWh, donc à une consommation du même ordre. À l'inverse, un niveau égal en 2025 à 50 % de la consommation électrique actuelle, soit environ 250 TWh (point B), et à fortiori à 50 % de la production électrique actuelle, soit environ 275 TWh (point C)¹⁶², conduit dès 2020 à faire fonctionner les plus anciens des réacteurs au-delà de 40 ans. Si l'on poursuit cette projection de fermeture à 40 ans, la production nucléaire du parc actuel (plus l'EPR) chute encore pour atteindre un quart du niveau actuel vers 2029, et même un huitième vers 2033. Le graphique illustre l'ampleur prise par le fonctionnement de réacteurs au-delà de 40 ans dans la suite, qu'il s'agisse de ramener cette production vers zéro à l'horizon 2050 ou plus encore de maintenir le niveau de 50 % sur cette période.

Figure 18 Production du parc existant jusqu'à 40 ans et trajectoire nucléaire
Production nucléaire au delà des 40 ans des réacteurs existants selon différentes projections



Source : simulation WISE-Paris, 2014

160. RTE, *Bilan électrique 2013*, Paris-La Défense, janvier 2014, 52 p.

161. Cette hypothèse peut être jugée pénalisante en regard des objectifs que s'est fixés EDF de faire remonter ce facteur de charge, qui est un facteur important de rentabilité du parc. Toutefois, on peut à l'inverse considérer que la baisse de ce taux s'explique justement en partie par des facteurs qui risquent de s'aggraver, notamment l'indisponibilité programmée due aux gros travaux de maintenance et l'indisponibilité fortuite liée aux défaillances matérielles. On retient une hypothèse plus favorable de 80 % de facteur de charge pour l'EPR.

162. Selon le bilan établi par RTE pour 2013, la production électrique totale a atteint 550,9 TWh, dont 73,3 % de nucléaire, et la consommation intérieure brute à 495,0 TWh. À défaut d'orientation politique sur l'évolution de ces volumes globaux, on retient ici une hypothèse de stabilité pour calculer les 50 % de nucléaire en 2025. Les problèmes soulignés ici seraient évidemment rendus plus aigus encore par une augmentation à cet horizon des besoins d'électricité.

Selon ces différentes projections, ce sont entre 10 à 15 et 25 à 30 réacteurs qui devraient voir leur exploitation prolongée d'au moins 10 années, voire bien davantage. Les décisions massives correspondantes d'arrêt ou de prolongement commencent dès 2017 et doivent, pour l'essentiel, être tranchées entre 2020 et 2025. Compte tenu des délais nécessaires à la préparation et à la mise en œuvre de ces décisions, c'est aujourd'hui que les orientations doivent être fixées.

Ce choix crucial, qui doit être fait dans les prochaines années, ne peut être un choix éclairé que sur des bases solides d'évaluation de la capacité des réacteurs à fonctionner de manière sûre au delà de 40 ans, et des renforcements nécessaires pour cela. Or ces bases ne sont pas réunies aujourd'hui, et restent loin de l'être. Non seulement l'ASN rappelle-t-elle régulièrement qu'il faudra environ 10 ans pour tirer toutes les leçons de Fukushima et que la prolongation des réacteurs n'est dans l'état actuel des connaissances pas acquise, mais son Président a indiqué lors de ses vœux, le 28 janvier 2014, que l'ASN envisage de disposer de premiers éléments de jugement en 2015 mais ne prévoit pas de rendre un avis définitif avant 2018 ou 2019.

Accélérer les efforts en matière de maîtrise de la consommation d'électricité et de développement des énergies renouvelables apparaît, indépendamment de l'intérêt de ces options sur le plan énergétique, comme un moyen pour réduire le risque d'être contraints de « choisir » entre des privations d'électricité ou le prolongement d'un nombre important de réacteurs dans des conditions de sûreté dégradées. À défaut de s'engager fortement dans cette voie à très court terme, la France semble en réalité d'ores et déjà engagée dans le pari implicite de prolonger une grande partie de son parc de réacteurs, sans même en connaître le prix et le risque. Elle est en tous cas placée dans une situation où tout nouveau retard dans l'explicitation des conditions et du calendrier des décisions l'enferme davantage dans ce choix.

Une difficulté sous-jacente est celle de l'articulation dans le temps des travaux de renforcement et des décisions d'éventuelles prolongations. L'ASN, dans sa position sur l'échéance des 40 ans, *« considère que le programme de travail d'EDF doit être construit avec l'objectif que tous les réacteurs de 900 et 1300 MWe dont le fonctionnement au-delà du quatrième réexamen de sûreté serait envisagé aient fait l'objet des travaux et modifications nécessaires au plus tard à l'échéance de leur quatrième visite décennale »*¹⁶³.

En effet, le temps nécessaire à la réalisation de ces renforcements implique, si des réacteurs doivent in fine être prolongés et si ce prolongement doit se faire dans des conditions de sûreté acceptées et maîtrisées, que les travaux aient été engagés sur les réacteurs concernés avant l'échéance de 40 ans, qui est pourtant celle où la décision semble devoir être prise. Mais une telle anticipation pose en même temps d'importantes questions du point de vue politique sur l'influence éventuelle des investissements ainsi réalisés en amont sur la décision elle-même, et du point de vue économique sur le risque pour l'industriel de perdre son investissement. L'équilibre à trouver dans ce domaine est d'autant plus complexe que certains travaux de renforcement doivent dans tous les cas être réalisés dans les années qui viennent, soit dans le cadre de la poursuite d'exploitation de 30 à 40 ans, soit dans le cadre des premières prescriptions des ECS.

• **Calendrier de mise en œuvre**

Le deuxième enjeu de calendrier à souligner est celui des délais dans lesquels d'éventuelles décisions de renforcement seront mise en œuvre. Cette question se pose à la fois en termes de calendrier jugé acceptable pour le déploiement des décisions et travaux qui en découlent éventuellement, et de risque de dérive par rapport à ce calendrier.

Sur le premier point, il faut rappeler que le réexamen de sûreté est « calé », pour des raisons pratiques et économiques de limitation de la fréquence et de la durée des arrêts de réacteurs, sur les dates de visites décennales. Ceci ne constitue toutefois en rien une obligation réglementaire. L'obligation réglementaire, en termes calendaires, porte en fait sur les délais entre visites décennales, en vertu de la

¹⁶³. Lettre CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013 du Président de l'ASN au Président d'EDF sur le « Programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté ».

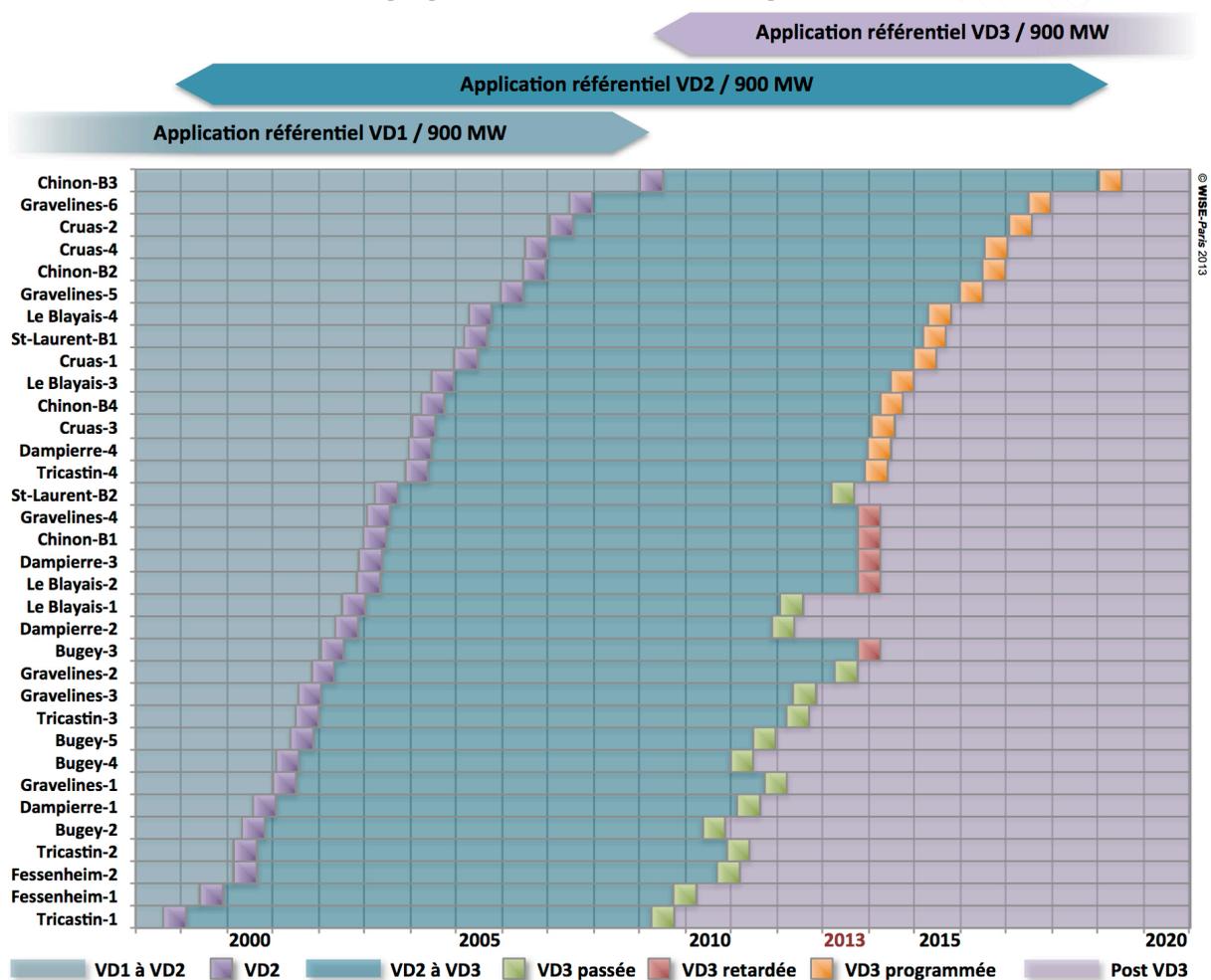
réglementation française des appareils à pression qui fixe les échéances des épreuves hydrauliques du circuit sous pression (EHY), qui contrôlent l'étanchéité et la tenue du circuit primaire¹⁶⁴.

La mise en service d'un réacteur, en particulier l'introduction de sa première recharge de combustible, est subordonnée à une épreuve hydraulique initiale du circuit sous pression (EHY n° 0). Après le premier cycle d'utilisation du combustible, une visite complète d'inspection du réacteur (VC) est réalisée. Au cours de cet examen, une nouvelle épreuve hydraulique est effectuée (EHY n° 1). C'est ensuite la date de cette épreuve qui conditionne théoriquement le délai de la première visite décennale (VD1), et plus exactement de la nouvelle épreuve hydraulique prévue à ce terme (EHY n° 3). Cet examen conditionne à son tour la VD2, qui intervient au moment de l'EHY n° 4, et ainsi de suite.

Il est intéressant de projeter ce que donne, en terme d'évolution de la sûreté à l'échelle du parc d'EDF, et non plus d'un seul réacteur, le déploiement de la démarche de réexamen de sûreté.

Figure 19 Rythme du changement de référentiel des réacteurs CP0, CP1 et CP2

Mise en œuvre réalisée et prospective des VD2 et des VD3 sur le parc de 34 réacteurs de 900 MW



Source : d'après IRSN, 2011

La dernière VD2 d'un réacteur 900 MW, conduite sur Chinon-B3, s'est achevée le 30 juin 2009. La première VD3 d'un réacteur 900 MW, conduite sur Tricastin-1, avait déjà commencé, depuis le 2 mai 2009. En d'autres termes, la fin de l'application du référentiel VD1 sur le palier des 900 MW a coïncidé avec l'introduction du référentiel VD3 sur ce même palier. En fait, comme on l'observe sur un calendrier passé et prospectif de réalisation de la campagne des VD2 puis des VD3 sur l'ensemble

164. Il s'agit principalement du décret du 2 avril 1926 modifié portant règlement sur les appareils à vapeur autres que ceux placés à bord des bateaux, et de l'arrêté du 26 février 1974 modifié relatif à la construction du circuit primaire principal des chaudières nucléaires à eau.

des 34 réacteurs 900 MW, chaque campagne s'étale sur une dizaine d'années. Compte tenu du rythme décennal d'évolution du référentiel et du délai de l'ordre d'une décennie de déploiement de ce changement entre le premier et le dernier réacteur du parc.

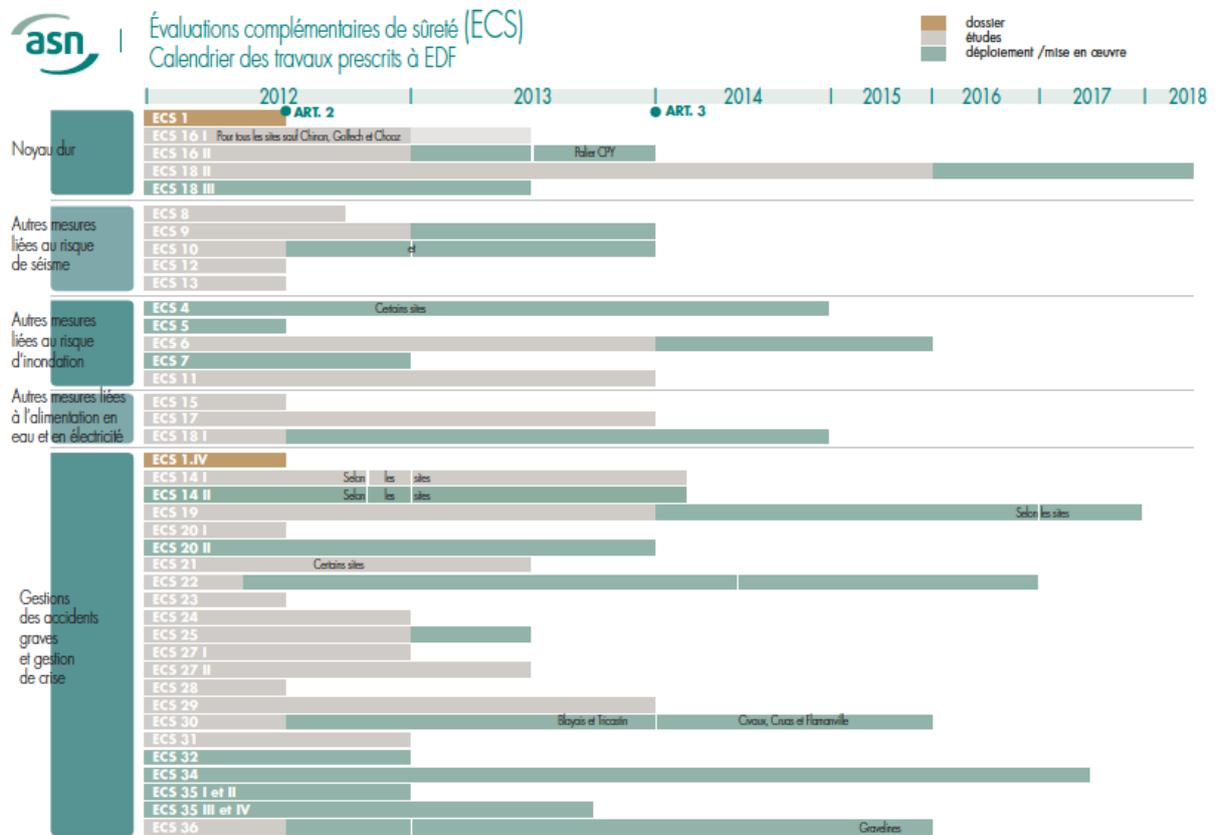
Autrement dit, le rythme des réexamens décennaux signifie que chaque référentiel, sans être pratiquement commun à tous les réacteurs, est en vigueur pour au moins une partie d'entre eux sur une période glissante qui n'est pas d'une décennie, mais de deux. Introduit fin 1998, le référentiel VD2 pour les 900 MW ne devrait disparaître qu'avec la VD3 de Chinon-B3, aux environs de 2019 – soit dix ans après l'introduction du référentiel VD3. De même, les réacteurs les plus récents parmi les 900 MW devraient, si rien ne change dans les procédures actuelles, fonctionner dans le cadre de ce référentiel VD3 jusqu'en 2029.

Selon un processus similaire, les réacteurs du palier 1.300 MW intégreront les résultats de leur propre VD3 lors de leurs visites décennales, qui sont prévues entre 2015 et 2023, et devraient fonctionner encore avec ce référentiel une dizaine d'années de plus, soit pour les derniers jusqu'en 2033.

L'étalement dans le temps est même encore plus long, si l'on prend en compte les délais qui peuvent être ensuite nécessaires à la mise en œuvre, au delà de chaque VD de réacteur, des prescriptions complémentaires que peut lui fixer l'ASN.

Le même phénomène s'observe dans le calendrier établi par l'ASN pour la mise en œuvre des modifications, la plupart du temps précédées d'études, prescrites dans le cadre des ECS et de l'introduction des noyaux durs. Du reste, le calendrier prévisionnel actuellement envisagé par EDF pour le déploiement de ces noyaux durs est, après les propositions remises par EDF sur l'évolution du référentiel, une phase de mise en place des premiers éléments de noyau dur qui commence en 2013-2014 et se systématisent en 2015, avant un véritable déploiement du noyau dur qui n'est pas prévu avant 2019.

Figure 20 Calendrier de mise en œuvre des prescriptions ECS
Calendrier des études et travaux prescrits à EDF dans le cadre des prescriptions ECS et noyau dur



Source : d'après ASN, 2012-2014

Le risque de dérive du calendrier de mise en œuvre est encore renforcé par deux phénomènes. Le premier est la difficulté qui peut exister dans la réalisation par EDF, dans les délais fixés par l'ASN, d'études réellement conclusives d'une part, et débouchant sur des propositions claires et suffisamment poussées pour être conformes aux exigences initiales de l'ASN d'autre part. Le second réside dans l'accumulation de la charge, et la difficulté à gérer parallèlement l'avancement de l'ensemble des processus de réexamen de sûreté, d'évaluation complémentaire, et d'élaboration des exigences applicables au delà de 40 ans.

Cette charge existe d'abord pour l'exploitant. Dans sa lettre de juin 2013¹⁶⁵, l'ASN a par exemple exprimé une position ferme sur la nécessité d'anticiper les besoins en termes de maintenance lourde jugée nécessaire à une éventuelle prolongation. Ainsi, « *compte tenu de la structuration du parc de réacteurs exploités par EDF et de l'impact potentiel pour la sûreté d'une anticipation insuffisante des besoins de maintenance exceptionnelle* », l'ASN considère qu'EDF doit « *garantir la possibilité de réaliser ces opérations de maintenance exceptionnelle dans des délais appropriés et présenter une justification convaincante que les actions engagées, y compris en cas d'aléas d'exploitation et de difficultés de capacités industrielles en particulier pour les composants nécessitant des approvisionnements longs, ne sont pas susceptibles d'engendrer des situations prolongées en fonctionnement potentiellement dégradé* ».

Mais cette anticipation n'est théoriquement possible, d'un point de vue industriel, que si une visibilité suffisante est donnée sur le caractère favorable des décisions qui en découlent. Cette maintenance lourde engendre en effet des investissements conséquents qu'EDF ne devrait pas engager sans assurance qu'ils ne soient pas consentis à perte, comme cela serait le cas si la prolongation ne devait pas être accordée.

Or cette visibilité peut très difficilement être donnée à l'exploitant dans les délais nécessaires à sa propre anticipation, compte tenu de la charge qui pèse également, dans leur missions respectives d'évaluation et de contrôle, sur l'IRSN et sur l'ASN.

Lors de ses vœux, le 28 janvier 2014, le Président de l'ASN a fortement souligné la difficulté que représente, si les moyens de l'ASN et de l'IRSN devaient rester constants, le « pic de charge » prévisible ces prochaines années autour notamment de la suite de la mise en œuvre des renforcements post-Fukushima, du lourd programme des réexamens décennaux et de l'instruction de ce dossier majeur sur les conditions de poursuite d'exploitation après 40 ans.

Le calendrier prévisionnel des visites décennales, qui montre à la fois le pic à venir dans les prochaines années dans l'enchaînement des seules VD3, et la montagne à venir juste ensuite, autour de 2020, des VD4, illustre bien ce risque.

Par ailleurs, l'augmentation prévisible des écarts de conformité, liée notamment au vieillissement, est une source supplémentaire de délais, dans la mesure où leur traitement peut devenir de plus en plus lourd et nécessiter de plus en plus de temps¹⁶⁶.

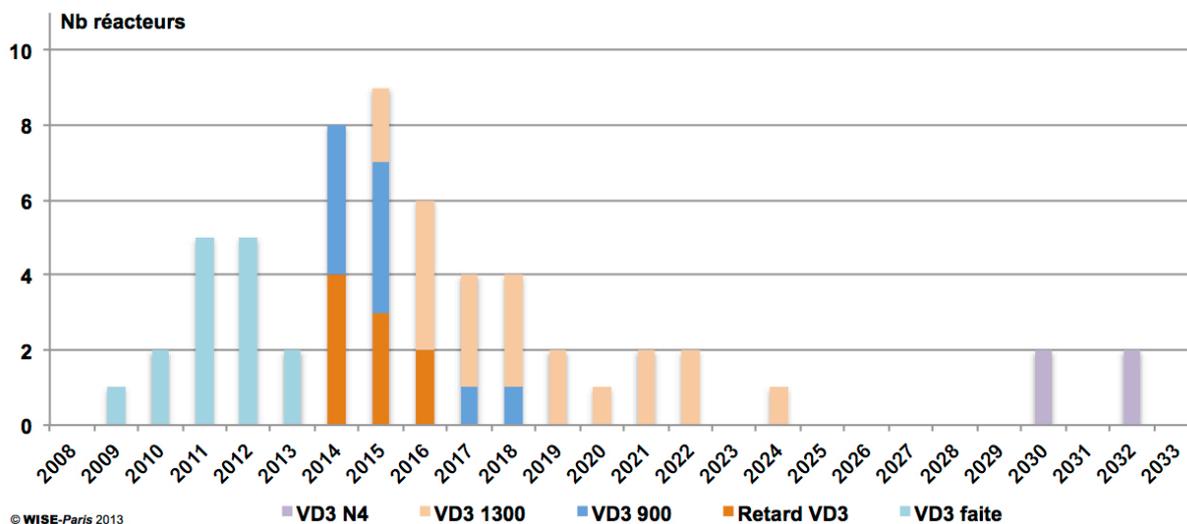
Enfin, le vieillissement peut lui-même, à travers les conséquences de l'obsolescence, introduire des délais d'une autre nature. EDF signale par exemple que lorsqu'il ne dispose pas d'autre solution, pour répondre aux besoins de renouvellement d'une pièce devenue obsolète, que de la remplacer par une totalement nouvelle, le délai généré par la qualification de cette nouvelle pièce peut aller jusqu'à 5 ans avant d'en disposer à nouveau au plan opérationnel.

¹⁶⁵. Lettre CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013 du Président de l'ASN au Président d'EDF sur le « Programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté ».

¹⁶⁶. On peut signaler à ce sujet que l'ASN prévoit de finaliser en 2014 un guide d'application des nouvelles dispositions introduites par l'arrêté du 7 février 2012 concernant le traitement des écarts affectant les centrales nucléaires. Il s'agit notamment d'encadrer explicitement les délais de remise en conformité des installations à la suite de la découverte d'une anomalie.

Figure 21 Calendrier des troisièmes visites décennales

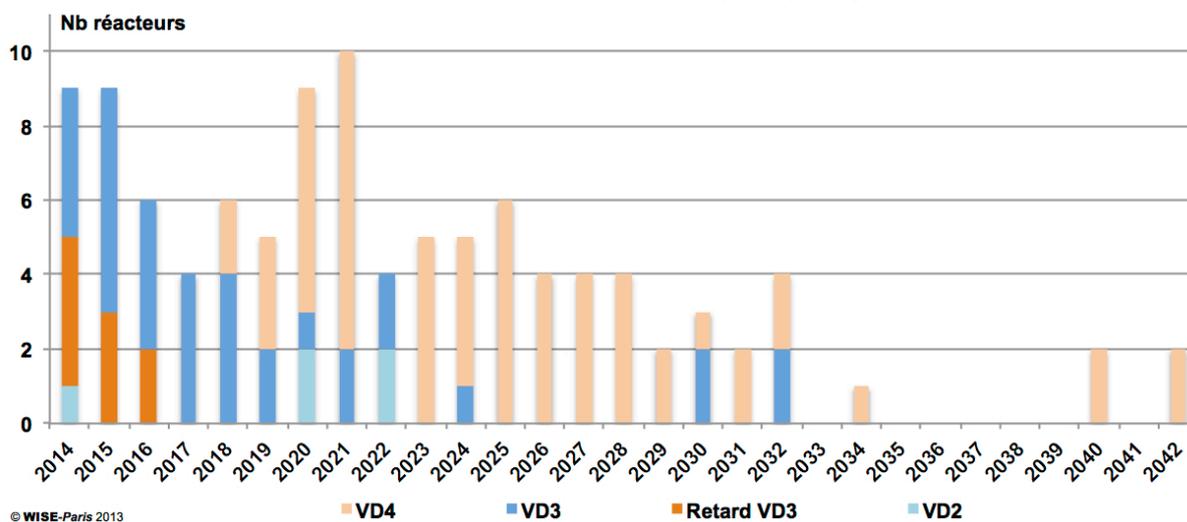
Programme annuel réalisé et prévisionnel des VD3 de réacteurs pour les différents paliers du parc d'EDF



Source : d'après EDF, ASN, 2013

Figure 22 Programme des visites décennales

Programme prévisionnel annuel des VD2, VD3 et VD4 pour les différents paliers du parc



Source : d'après EDF, ASN, 2013

6.2. Palette de scénarios

Le renforcement des réacteurs comporte une partie de mesures concrètes déjà prises dans le cadre des ECS et des VD3 déjà effectuées et d'autres mesures à venir. Celles-ci découleront d'abord de l'application concrète d'orientations données par les prescriptions ECS ou de la poursuite du programme de VD3. Des mesures complémentaires peuvent enfin être envisagées pour étendre le champ couvert par les mesures précédentes, d'une part aux situations extrêmes qui ne sont pas encore traitées dans le cadre des ECS, et d'autre part au traitement du vieillissement.

Dans la mesure où l'ASN n'a fourni à ce stade, à travers ses prescriptions, que des premières indications sur la nature des exigences qui s'appliqueraient à la prolongation au delà de 40 ans, plusieurs scénarios peuvent être imaginés. Ils se différencient naturellement d'abord par le degré d'exigence porté par les prescriptions. Il faut d'ailleurs en distinguer deux aspects : dans le processus, une pression plus ou moins forte peut s'exercer sur l'équilibre entre le renforcement du référentiel de sûreté, c'est-à-dire des exigences applicables, et le renforcement réel de l'installation. Celle-ci doit prendre en compte l'évolution négative des marges retenues à la conception et au fil des réexamens de sûreté sous les effets du vieillissement. Aussi, le niveau d'exigence ne peut pas porter sur le seul référentiel mais doit également porter sur le niveau de conformité au référentiel.

a. Limites et objectifs des scénarios

On choisit ici, pour éclairer les enjeux techniques et économiques de la prolongation éventuelle de la durée de vie des réacteurs, d'illustrer le type de renforcement applicable en fonction des niveaux d'exigence que l'on se fixe. Ces scénarios, conformément à l'analyse précédente, vont se distinguer dans la manière dont ils appliquent avec plus ou moins d'exigence une démarche consistant à :

- renforcer d'une manière générale la robustesse du réacteur aux agressions, en augmentant plus ou moins la tenue d'un plus ou moins grand nombre d'équipements au séisme et à l'inondation, et en étendant plus ou moins cette approche à d'autres types d'agressions ;
- renforcer les moyens de sauvegarde (niveau 3 de la défense en profondeur) et s'approcher ou non du niveau assuré par l'EPR pour la prévention des accidents graves (en s'appuyant notamment sur les EPS de niveau 1 pour identifier les points sensibles) ;
- renforcer les moyens de gestion des accidents graves (niveau 4 de la défense en profondeur), en identifiant les fragilités actuelles et en renforçant les dispositifs, pour s'approcher ou non du niveau assuré par l'EPR (en s'appuyant sur la connaissance des phénomènes les plus redoutés pour identifier les points sensibles) ;
- étendre cette approche appliquée au bâtiment réacteur au cas du bâtiment combustible, avec un objectif plus ou moins poussé d'alignement de la sûreté du second sur la sûreté du premier ;
- étendre plus ou moins l'analyse des scénarios d'accident, et par conséquent les démarches de renforcement, à des hypothèses non considérées jusqu'à présent dans le référentiel de sûreté, y compris dans les ECS, par exemple en termes d'événements initiateurs plus pénalisants (comme une rupture du circuit primaire plus importante que celle retenue dans le dimensionnement comme initiateur de situation APRP), ou d'événements secondaires aggravants ;
- tenir plus ou moins compte, enfin, du vieillissement des gros composants et du vieillissement diffus, à la fois dans les dispositions prises en termes de surveillance et de maintenance pour en maîtriser l'évolution, et dans les conséquences de ce vieillissement pour le dimensionnement des éléments précédents.

Les scénarios qui peuvent en découler, tels qu'ils sont proposés ici, s'attachent essentiellement aux enjeux et aux différences possibles dans le champ des renforcements matériels des équipements et des ouvrages des installations. Ils ne prennent pas en compte d'autres facteurs importants pour le maintien ou le renforcement du niveau réel de sûreté, tels que les facteurs organisationnels et humains en général, et plus spécifiquement le maintien des compétences (alors même que les enjeux de

qualification et d'expérience des personnels, déjà difficiles compte tenu du taux de rotation lié à l'arrivée massive à la retraite de nombreux agents des centrales, sont renforcés par la nécessité de maintenir l'utilisation de technologies de plus en plus anciennes, auxquelles les nouveaux agents n'ont donc pas été confrontés dans leur formation initiale).

Plus largement, les scénarios ne décrivent pas la qualité d'exploitation, dont l'évolution est pourtant un facteur très important de la capacité à maintenir les niveaux d'exigence retenus. Ainsi l'ASN considère à juste titre que « *la poursuite de l'exploitation des réacteurs ne peut s'envisager que pour un parc correctement entretenu et exploité de façon responsable par EDF dans l'objectif d'anticiper / de limiter la survenue d'éventuels dysfonctionnements* »¹⁶⁷.

De même, les scénarios n'intègrent pas tous les aspects associés à la maintenance, qu'ils considèrent essentiellement sous l'angle de la gestion plus ou moins préventive ou réactive des phénomènes de vieillissement pouvant avoir un impact sur la sûreté. Ainsi, les scénarios ne détaillent pas les enjeux associés au remplacement de composants, y compris de certains équipements lourds, qui n'intéressent pas la sûreté mais sont nécessaires au fonctionnement du réacteur, notamment dans la partie non nucléaire. Par ailleurs, les scénarios ne traitent pas la question de la gestion industrielle de l'obsolescence et la nécessité plus ou moins grande selon les exigences de maintien des marges et de maintenance de garantir la disponibilité dans la durée des pièces, ce qui peut par exemple conduire à la constitution préventive de « stocks de raccordement » voire de « stocks de fin de vie » pour des pièces menacées d'obsolescence.

Enfin, les scénarios n'intègrent pas spécifiquement d'éventuelles exigences qui pourraient être tirées des préoccupations de sécurité, c'est-à-dire de la protection des installations contre des actes de malveillance, qui sont par nature centrés sur l'exploitation des failles des dispositions de protection, qui peuvent recourir d'une part à tous les moyens disponibles sur le plan militaire ou par le détournement de moyens lourds civils (crash d'avion de ligne), et qui peuvent exploiter des moyens externes à l'installation comme des moyens internes. Il est toutefois bien évident, même si certaines dispositions de sûreté peuvent parfois introduire des failles du point de vue de la sécurité, que les scénarios de renforcement plus poussé des dispositions de protection contre les agressions accidentelles, de gestion interne des situations d'accident grave et de prévention de leurs conséquences les plus graves à l'extérieur des installations sont a priori plus robustes vis-à-vis des exigences de sécurité. Il convient également de souligner que la sécurité peut favoriser les dispositions plus poussées de renforcement des enceintes et de « bunkerisation » de différents éléments, même si elle peut par ailleurs conduire à des mesures de nature très différente.

Dans le champ qui est le leur, les scénarios peuvent se différencier notamment :

- sur le référentiel lui-même, dans lequel on peut essentiellement distinguer trois niveaux de différenciation des exigences : les hypothèses d'agressions externes et d'événements initiateurs internes pris en compte, les scénarios d'accident considérés, et les objectifs fixés en termes de sûreté, au niveau de la prévention des accidents comme de la limitation de leurs conséquences ;
- sur le degré de conformité, en particulier dans la gestion des marges d'incertitude par rapport aux marges de sûreté et dans le traitement préventif ou correctif des effets du vieillissement ;
- sur les orientations techniques de renforcement de la sûreté en regard des exigences, par exemple en termes d'équilibre entre des renforcements de dispositions qui touchent soit à la protection contre les agressions, soit à la prévention des accidents, soit à la limitation de leurs conséquences ;
- sur la nature du processus de décision mis en œuvre et des évolutions réglementaires associées, à l'échelle de chaque réacteur et de l'ensemble du parc ;
- et enfin, sur les échéances et délais de mise en œuvre, également à l'échelle de chaque réacteur et de l'ensemble du parc.

¹⁶⁷. Lettre DEP-PRES-0077-2009 du 1^{er} juillet 2009 du Président de l'ASN au Président d'EDF à propos des « Réacteurs nucléaires REP d'EDF – Position de l'ASN sur les aspects génériques de la poursuite de l'exploitation des réacteurs de 900 MWe à l'issue de la troisième visite décennale ».

Les scénarios qui sont proposés ici sur cette base n'ont pas d'autre vocation que d'illustrer les écarts possibles selon les niveaux d'exigence que l'on fixe sur ces différents points. Ils sont établis par rapport à des niveaux d'exigence à formaliser d'abord afin de garantir les démonstrations ensuite. Ils ne prétendent pas à l'exhaustivité, et introduisent une série d'items dont les éventuelles redondances, ou au contraire les contradictions intrinsèques, ne sont pas prises en compte de manière détaillée, car il est impossible de les analyser à ce stade.

Ils doivent donc notamment être considérés sous réserve de la démonstration que les dispositions de renforcement ainsi introduites n'induisent pas elles-mêmes des affaiblissements d'autres dispositions ou des failles dans les lignes de défense au final contre-productives¹⁶⁸.

Plus généralement, une limite très importante de l'exercice réside dans le fait qu'il s'affranchit des incertitudes sur la faisabilité de renforcements susceptibles de répondre aux différentes exigences. En effet, les scénarios postulent, par construction, que des solutions techniques existent pour répondre aux exigences de sûreté et de conformité, et que des méthodes fiables existent pour justifier ces solutions.

Les scénarios ne doivent pas créer l'illusion que cette faisabilité est acquise. Il faut au contraire souligner, comme toute l'analyse précédente l'a montré, à quel point cette faisabilité est incertaine, et ce d'autant plus que les exigences appliquées seraient fortes.

b. Typologie de trois scénarios

On propose, une fois ces limites et ces objectifs posés, de construire trois scénarios d'approche du renforcement envisageable pour une éventuelle prolongation au delà de 40 ans, correspondant à un niveau croissant d'exigences en matière de référentiel de sûreté, de maintien de la conformité, et de processus de décision et de calendrier de mise en œuvre associé.

Les trois scénarios proposés se distinguent fondamentalement, dans leur esprit, au niveau de l'équilibre qu'ils recherchent entre l'amélioration de la sûreté par les renforcements et sa dégradation par le vieillissement :

- le premier scénario reste modeste dans la réévaluation des exigences de sûreté et s'appuie beaucoup sur les marges existantes dans l'installation pour y répondre. Il prévoit donc un minimum d'opérations de renforcement. Il est alors probable que l'introduction de nouvelles dispositions n'est pas suffisante pour compenser les dégradations liées au vieillissement : c'est pourquoi ce premier scénario est qualifié de scénario de « sûreté dégradée » ;
- le deuxième scénario fixe des exigences de sûreté plus élevées, qui se traduisent par des opérations de renforcement plus poussées. Il intègre davantage d'efforts de surveillance et de maintenance contre le vieillissement, sans aller toutefois jusqu'à une action systématique. On peut alors imaginer qu'il vise une sorte d'équilibre entre les renforcements réalisés et les affaiblissements consentis, qui s'apparentent à un scénario de « sûreté préservée » ;
- le troisième scénario se fixe des exigences de sûreté conformes à celles de nouveaux réacteurs (elles-mêmes relevées par les évaluations post-Fukushima) et intègre pour ce faire des renforcements très lourds. Il vise par ailleurs à réduire systématiquement les effets du vieillissement, et s'appuie donc sur une action plus poussée dans ce domaine. Au final, il cherche à ce que les renforcements l'emportent significativement sur les dégradations, et vise en ce sens une « sûreté renforcée ».

La terminologie proposée ici rend compte de l'orientation contrastée des scénarios qui est l'objectif recherché. Elle ne doit cependant pas être comprise comme une assurance sur le bilan général de l'application de l'un ou de l'autre des scénarios sur le niveau de sûreté réel des réacteurs, dont l'évaluation relève d'une démonstration globale de la sûreté qui n'est pas l'objet de cet exercice.

¹⁶⁸. En effet, l'introduction de renforcements implique nécessairement une interaction avec les dispositifs existants qui peut, matériellement ou organisationnellement, perturber l'efficacité des dispositions existantes. Par exemple, la réalisation éventuelle de travaux de renforcement des ouvrages de confinement risque d'introduire des contraintes sur ces ouvrages qui dans le même temps, les fragilise. De même, l'introduction d'éléments nouveaux dits de noyau dur, indépendants des équipements existants, suppose de définir les modalités d'action successive ou simultanée des dispositifs classiques et des dispositifs noyau dur, et introduit donc le risque d'une défaillance dans ces modalités mêmes.

De même, la hiérarchie ainsi proposée entre les scénarios en termes de sûreté s'accompagne bien sûr d'une hiérarchie probablement inverse en termes de faisabilité, qu'il s'agisse de la mise en œuvre technique ou de son coût économique. L'objectif visé par cet exercice n'est toutefois pas d'établir a priori une préférence entre ces scénarios. Il s'agit au contraire, en poussant chacune de ces logiques contrastées à son terme, de clarifier les relations entre le niveau de sûreté recherché et le degré des renforcements à envisager.

La typologie de ces trois scénarios est précisée ci-dessous, avant de décliner ensuite, dans le chapitre suivant, le détail des opérations de renforcement qui peuvent être envisagées en fonction de leurs orientations générales.

• **S1 - Scénario de « sûreté dégradée »**

Le premier scénario, que l'on pourrait qualifier de scénario de mitigation, correspond à une interprétation minimale des différentes exigences. Il s'inscrit globalement dans une logique où le niveau de sûreté déjà démontré par les réacteurs est jugé plutôt satisfaisant, et où l'on prête confiance à la capacité de garantir la conformité des installations à leur référentiel malgré le vieillissement – et par conséquent à maîtriser ses effets. Dans ce scénario, on cherche donc à limiter des efforts de renforcement dont le rapport coût / bénéfice entre les efforts nécessaires et les gains attendus du point de vue de la sûreté n'est pas jugé favorable.

Ainsi, les dispositions prévues dans ce scénario s'appuient sur une interprétation aussi basse que possible des exigences de redimensionnement et de renforcement telles qu'elles se dégagent aujourd'hui des prescriptions applicables de l'ASN, ou telles qu'elle pourraient découler des études en cours. Elles obéissent notamment, dans l'esprit, à la démarche consistant à s'appuyer sur les marges démontrées ou supposées à la conception pour justifier un niveau de robustesse réel jugé supérieur au niveau du référentiel actuel, et susceptible dès lors de répondre à des exigences plus fortes sans renforcements majeurs.

Ce scénario repose donc essentiellement sur la consommation d'éventuelles marges de sûreté actuelles pour prétendre à un niveau accru de sûreté sans pratiquer des renforcements d'un niveau équivalent. Cette approche conduit en réalité, si l'on tient par ailleurs compte des effets du vieillissement et de l'accroissement des écarts de conformité, à prévoir de poursuivre l'exploitation des réacteurs dans des conditions de sûreté dégradées.

En termes réglementaires, ce scénario s'inscrit plutôt dans la continuité des processus actuels. Le référentiel de sûreté intègre les prescriptions issues des ECS et évolue au cours d'un programme de VD4 renforcé mais fonctionnant sur le même principe que les visites décennales précédentes, selon des prescriptions fixées par l'ASN après une concertation semblable à celles qu'elle mène actuellement en amont de ses décisions. Les délais de mise en œuvre sont de même nature que ceux que l'on observe dans les processus actuels : c'est au cours des arrêts pour VD4 que les modifications commencent à être mises en œuvre, les plus lourdes ou les plus complexes pouvant ensuite s'étaler dans le temps.

• **S2 - Scénario de « sûreté préservée »**

Le deuxième scénario, médian, s'inscrit beaucoup plus nettement que le premier dans une logique de renforcement. Il s'agit à la fois de limiter aussi efficacement que possible les effets reconnus du vieillissement, et d'introduire aussi raisonnablement que possible de nouvelles dispositions issues des analyses post-Fukushima, avec l'idée que le bilan est globalement positif pour la sûreté. Ce scénario se place donc dans une forme d'optimum technico-économique entre le renforcement de la sûreté et la maîtrise des coûts.

En termes de renforcement, ce scénario intègre pleinement les dispositions issues des prescriptions déjà formulées et celles sur lesquelles semblent devoir déboucher les points encore à l'étude, sans chercher à les minimiser mais sans chercher non plus à aller plus loin. Il s'appuie sur des efforts ciblés de renforcement des dispositions existantes, notamment sur la tenue de certains équipements aux agressions externes, sans développer toutefois une démarche plus systématique de renforcement de plus d'équipements vis-à-vis de plus de catégories d'agressions.

De même, le traitement de la conformité et la gestion du vieillissement reposent dans ce scénario sur une approche combinée entre un recours ciblé à la maintenance préventive sur les équipements les plus sensibles pour la sûreté et l'application d'une logique de maintenance corrective sur les autres.

Dans la logique de ce scénario, on justifie implicitement la limitation de ces efforts par le rôle joué par le noyau dur, qui repose sur un ensemble aussi limité que possible mais aussi renforcé que possible de nouveaux dispositifs. L'ensemble est jugé positif pour la sûreté, malgré des affaiblissements implicitement consentis dans le reste des lignes de défense.

Cette logique, traduite en termes de référentiel de sûreté, conduit à une évolution plus marquée et en rupture que le scénario précédent, sans toutefois aller jusqu'à raisonner pleinement en termes de nouveau référentiel. Dès lors, ce scénario passe sans doute également par une évolution du processus de décision par rapport aux processus actuels, en introduisant par exemple une phase de concertation générale sur les orientations du référentiel de sûreté, tout en laissant à l'ASN la responsabilité des décisions au cas par cas, sans articulation globale avec la politique énergétique. En conséquence, la mise en œuvre suit globalement la même logique que celle observée jusqu'ici : elle peut commencer entre la VD3 et la VD4 sur les points les plus évidents mais se poursuit au-delà sur les points plus lourds ou plus délicats.

• **S3 - Scénario de « sûreté renforcée »**

Ce scénario repose logiquement sur une recherche d'exigences aussi élevées que possible du point de vue de la sûreté. Ainsi, il cherche à rapprocher davantage que le précédent les dispositions de renforcement envisagées de celles qui sont aujourd'hui prévues dans un réacteur tel que l'EPR en construction, voire à atteindre un niveau encore plus poussé là où ces dispositions de l'EPR montrent des faiblesses en regard du retour d'expérience de Fukushima. Parallèlement, il adopte vis-à-vis du risque de vieillissement et de taux croissant d'écarts de conformité une approche conservatrice, basée sur l'application étendue d'une maintenance préventive, complétée le cas échéant d'une maintenance corrective.

Dans l'ensemble, ce scénario repose donc sur l'idée que les nouvelles marges de sûreté apportées par les renforcements décidés après Fukushima ne doivent pas être consommées pour compenser les marges perdues du fait du vieillissement. Ainsi, il cherche à la fois à atteindre le plus haut niveau de nouvelles dispositions contre les accidents sévères et le plus haut niveau de lutte contre les effets du vieillissement. Dans le même temps, il reconnaît le caractère inéluctable de certains de ces effets et intègre donc les dégradations correspondantes dans un nouveau référentiel de sûreté spécifique.

Du point de vue du processus de décision, ce scénario intègre pleinement le besoin :

- d'une part, que l'articulation des décisions concernant d'éventuels renforcements de sûreté soient inscrites au plus tôt dans une stratégie cohérente sur le plan industriel comme sur le plan de la politique énergétique, ce qui implique d'acquiescer aussi vite que possible, pour leur éventuelle planification, une visibilité sur les conditions dans lesquelles ces renforcements sont techniquement et réglementairement envisageables ;
- d'autre part, que cette définition des conditions techniques et réglementaires ne relève pas de simples décisions prises entre l'exploitant et l'autorité de sûreté dans la continuité des processus actuels, mais fasse l'objet de décisions publiques claires, dans des conditions conformes aux principes constitutionnels d'information et de participation du public.

En application de ces principes, le scénario haut repose en termes de délais sur une logique de mise en œuvre conditionnelle. En d'autres termes, les décisions doivent pouvoir être préparées suffisamment en amont pour que les renforcements soient réalisés à l'échéance des 40 ans afin de permettre le cas échéant, après concertation, l'autorisation de la poursuite d'exploitation des réacteurs correspondants.

Tableau 7 Synthèse des orientations des trois scénarios

Comparaison des orientations retenues en termes d'exigence et de mise en œuvre dans trois scénarios contrastés

	S1	S2	S3
	Scénario « sûreté dégradée »	Scénario « sûreté préservée »	Scénario « sûreté renforcée »
Référentiel	Évolution limitée (dans la continuité) du référentiel	Évolution forte (en rupture) du référentiel	Élaboration d'un référentiel spécifique
Conformité	Recours privilégié à une maintenance corrective et limitée	Recours mixte à une maintenance corrective et une maintenance préventive ciblées	Recours privilégié à une maintenance préventive et systématique
Orientation technique	Interprétation favorable et consommation des marges, limitation des renforcements, priorité à une logique de mitigation	Limitation des effets du vieillissement, effort ciblé de redimensionnement, priorité à la protection ultime par le noyau dur	Lutte systématique contre les effets du vieillissement et effort maximal de redimensionnement et de protection ultime
Processus de décision	Continuité du processus actuel ECS + VD4, pas de lien avec la politique énergétique	Concertation sur les orientations générales avant processus au cas par cas	Processus spécifique d'autorisation post-40 ans articulé avec la planification énergétique
Délais de réalisation	Mise en œuvre à l'occasion des VD4 et au delà	Mise en œuvre partielle entre VD3 et VD4, poursuivie au delà	Mise en œuvre conditionnelle à la poursuite d'exploitation

7. Analyse des scénarios

L'analyse des enjeux de sûreté qui pèsent sur l'éventuelle prolongation de l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire français, et des conditions dans lesquelles les décisions correspondantes pourraient être prises, conduit à proposer trois orientations de scénarios contrastés. Ceux-ci se caractérisent notamment par leur démarche vis-à-vis de l'équilibre entre l'amélioration de la sûreté à travers l'introduction de nouvelles exigences et la dégradation de la sûreté par le vieillissement, qui conduit respectivement à une sûreté « dégradée », « préservée » et « renforcée ».

En croisant ces approches avec les différents enjeux mis en évidence au fil de ce rapport sur la robustesse des réacteurs et des bâtiments combustibles vis-à-vis du vieillissement et vis-à-vis de situations d'accident postulées après Fukushima, il est possible d'identifier et de discuter une série de points sur lesquels ces trois scénarios se distinguent.

Sans prétendre à l'exhaustivité, on développe ici cette analyse sur l'ensemble des niveaux concernés de la défense en profondeur pour décrire, sur une série détaillée de postes, les opérations de renforcement qui pourraient correspondre à chacun des scénarios. Au total, 36 postes sont ainsi étudiés dans le champ de l'amélioration des installations contre les agressions, de la robustesse des équipements diffus, de la prévention et de la gestion des accidents dans le bâtiment réacteur et dans le bâtiment combustible, et de la disponibilité de moyens de contrôle et de secours ultimes.

Cette analyse permet, bien qu'elle reste à un niveau très général et descriptif de qualification des opérations contenues dans chacun des scénarios, d'identifier plus clairement sur quels points ceux-ci s'inscrivent dans une continuité, et sur quels points des divergences plus fortes ou des ruptures apparaissent.

Dans un deuxième temps, cette décomposition en opérations élémentaires des scénarios permet, même si cet exercice est difficile et périlleux, d'approcher une évaluation des coûts attachés à chaque scénario à partir d'estimations des coûts unitaires de ces opérations. Bien que les nombreuses incertitudes conduisent à retenir des fourchettes d'estimations assez larges, cette évaluation permet, comme sur le plan technique, d'identifier les facteurs d'écart de coûts entre les scénarios, et les postes qui apparaissent déterminants dans le coût global.

7.1. Caractérisation des scénarios

Une fois posées les grandes lignes de trois scénarios contractés d'exigences, l'objectif est de pouvoir décrire plus précisément et concrètement vers quoi s'orienteraient chacun des trois scénarios en termes d'opérations de renforcement. Comme il a déjà été précisé, il ne s'agit pas de prétendre dérouler ici l'intégralité des opérations concernées, mais d'essayer d'identifier par un balayage systématique les postes les plus importants et les différences les plus significatives.

Dans l'esprit des analyses qui précèdent, le découpage proposé doit notamment permettre de bien distinguer, dans les opérations envisageables, la combinaison des efforts de réévaluation de la sûreté et d'amélioration de la conformité. Pour cela, on identifie plusieurs logiques complémentaires :

- le renforcement, ou l'introduction de mécanismes compensatoires de l'usure, des éléments vitaux non remplaçables. Ce point concerne essentiellement la cuve des réacteurs, leur enceinte et la structure des piscines de désactivation ;
- le remplacement éventuel, ou la modification, des éléments lourds intéressant la sûreté ;
- le renforcement, par remplacement préventif ou par intensification du contrôle de conformité, des éléments diffus ;
- et enfin, l'introduction éventuelle de dispositifs nouveaux, complémentaires des précédents (par exemple dans le cadre de la démarche des noyaux durs).

Il convient par ailleurs de souligner que la démarche d'identification et de regroupement des opérations de renforcement associées à une éventuelle prolongation, telle qu'elle est proposée ici, ne porte que sur les équipements intéressant la sûreté. La prolongation peut également impliquer, sur le plan industriels, des opérations de maintenance, voire de remplacement d'équipements lourds n'intéressant pas directement la sûreté mais nécessaires au bon fonctionnement du réacteur, notamment dans la partie conventionnelle de l'installation (alternateurs, etc.). De même, les équipements diffus de cette partie peuvent être soumis aux mêmes besoins de maintenance et de remplacement. Ces opérations ne sont pas traitées dans le détail qui suit.

À la lumière des analyses précédentes, l'identification des enjeux conduit à décomposer chaque scénario en 36 postes unitaires de renforcement, répartis en neuf grandes catégories :

- le renforcement de la protection des équipements existants contre les agressions (agressions externes et agressions internes, y compris induites par les agressions externes) ;
- le renforcement de la robustesse des équipements diffus, incluant la lutte contre leur vieillissement ;
- le renforcement de la tenue des principaux équipements du réacteur (cuve, circuit primaire...) ;
- l'amélioration des dispositifs d'instrumentation et de mitigation des accidents du bâtiment réacteur ;
- le renforcement de la robustesse du confinement du réacteur ;
- le renforcement de la robustesse intrinsèque de l'entreposage du combustible, incluant la piscine de désactivation, ses systèmes de refroidissement, les équipements de transfert du combustible, et les ouvrages de génie civil du bâtiment combustible lui-même ;
- l'amélioration des dispositifs d'instrumentation et de mitigation des accidents du bâtiment combustible ainsi que de son confinement ;
- les moyens ultimes d'alimentation en eau pour le refroidissement et d'alimentation électrique
- le renforcement des moyens de contrôle commande et des moyens de gestion et de secours en situations d'accidents.

Les éventuelles difficultés de répartition entre ces postes, ou de redondance inutile de dispositions, sont autant que possible clarifiées dans la description plus détaillée qui suit. Celle-ci reste cependant au niveau des principes et des orientations générales, sans entrer dans le détail technique des différentes opérations, ni prétendre à l'exhaustivité. Les scénarios proposés ne visent qu'à illustrer le type de prescriptions techniques qui pourraient découler de niveaux d'exigences contrastés.

a. Protection contre les agressions

Le premier grand volet de renforcement envisageable concerne l'ensemble des dispositions à prendre pour rehausser le niveau de protection des différents dispositifs existants contre les agressions (A). On considère ici les agressions externes naturelles (principalement, mais pas seulement, séisme et inondation) et industrielles, ainsi que l'ensemble des agressions internes, y compris celles qui peuvent être induites par ces agressions externes lorsque celles-ci dépassent un certain niveau (explosion, incendie, chute de charge, etc.).

Dans ce domaine, les évaluations de sûreté conduites dans les différents exercices de réexamen décennal ou d'évaluation complémentaire montrent, d'une manière générale :

- des écarts entre la nature et les niveaux des agressions prévus à la conception des installations et les niveaux considérés aujourd'hui (réévaluation du risque de séisme par exemple), dont le rattrapage, en termes de renforcement, n'a souvent été que partiel et ciblé sur les équipements les plus importants ;
- des lacunes dans le champ des équipements concernés par les critères de qualification vis-à-vis des agressions, qui n'ont là aussi été que partiellement comblées ;
- des faiblesses dans la prise en compte, en termes de niveau de protection, des effets induits (agressions supplémentaires liées aux défaillances d'éléments non résistants) et des effets croisés (agressions externes et/ou induites combinées), qui commencent seulement dans le cadre des ECS à être envisagés.

Différentes dispositions peuvent et doivent être envisagées pour rattraper ce retard et renforcer ainsi la protection des équipements aux agressions. L'ASN, sur la base des analyses menées par EDF et de leur évaluation par l'IRSN, a émis de nombreuses recommandations dans ce sens. Le degré d'application des prescriptions correspondantes reste cependant assez incertain, un nombre important de points restant suspendus à des propositions ou à des études complémentaires.

On se propose ici, dans la continuité de l'analyse de ces prescriptions, d'identifier les orientations possibles sur les points principaux en fonction du niveau d'exigence retenu. On se concentre bien sûr dans ce volet sur les équipements qui ne sont pas directement concernés par les volets suivants. Parmi les opérations qui peuvent s'inscrire dans ce volet, on distingue six principaux postes. Les deux premiers portent spécifiquement sur le renforcement de la protection de la source froide d'une part et de la source d'alimentation électrique externe d'autre part ; les quatre suivants portent sur des actions plus diffuses de renforcement vis-à-vis des principales catégories d'agressions accidentelles que constituent le séisme, l'inondation, l'incendie et l'explosion, et l'ensemble des autres agressions climatiques ou industrielles.

A1 - Protection de la source froide externe : il s'agit d'améliorer, le cas échéant, la robustesse à différents aléas pouvant conduire à leur perte partielle ou totale des ouvrages de prise d'eau dans l'environnement, de pompage et de filtration de cette eau. Les renforcements qui en découlent sont notamment des reprises plus ou moins lourdes des ouvrages de génie civil correspondants, dont la nature peut toutefois être très variable selon les sites, le type de source froide, les aléas du site, les caractéristiques des ouvrages de prise d'eau, etc. Indépendamment de ce détail site par site, les trois scénarios obéissent sur ce plan à des logiques différentes :

- **S1** : aucune action particulière de renforcement n'est prévue. Les marges existantes d'une part, et l'introduction de dispositions de mitigation des situations de perte de source froide d'autre part, sont considérées comme suffisantes ;
- **S2** : des actions de renforcement ciblées sont examinées et décidées au cas par cas, par exemple pour renforcer le dimensionnement d'une prise d'eau au séisme après la révision de l'aléa correspondant ;
- **S3** : la reprise des ouvrages est systématique. Elle vise d'une part à renforcer le cas échéant leur dimensionnement pour s'approcher des niveaux d'aléas retenus pour les noyaux durs dans la démarche des ECS, d'autre part à retrouver des marges de robustesse potentiellement perdues du fait du vieillissement des ouvrages.

A2 - Protection de la source d'alimentation électrique externe : la même logique peut s'appliquer à la protection des lignes et postes d'alimentation de la centrale. Même si la déclinaison dépend également sur ce point des caractéristiques de chaque site, on peut différencier les scénarios :

- **S1** : comme pour la source froide, aucune action particulière n'est prévue ;
- **S2** : des actions de renforcement ciblées sont examinées et décidées au cas par cas pour les postes d'arrivée des lignes d'alimentation externes ;
- **S3** : la reprise des ouvrages est systématique et vise à la fois à renforcer le dimensionnement et à compenser des effets du vieillissement. Outre les postes, une reprise pourrait être envisagée sur les lignes THT elles-mêmes¹⁶⁹.

A3 - Protection volumétrique, c'est-à-dire l'ensemble des ouvrages et dispositifs protégeant l'installation contre le risque d'inondation jusqu'à une certaine hauteur d'eau. Dans certains cas, cette protection n'est aujourd'hui pas conforme au dimensionnement actuel des installations. Au-delà de ce dimensionnement, il peut s'agir à la fois de renforcer le niveau d'eau contre lequel cette protection est efficace, et de renforcer la robustesse de cette protection à d'autres agressions, notamment sa tenue sismique (le séisme pouvant lui-même, sur certains sites, causer la ruine d'ouvrages hydrauliques dans l'environnement du site, et provoquer une inondation). On distingue pour ce poste :

- **S1** : lorsque c'est nécessaire, la mise en conformité de la protection volumétrique est prévue. Au-delà, les actions de rehaussement ne sont envisagées qu'au cas par cas ;
- **S2** : un rehaussement de la protection volumétrique au niveau d'inondation réévalué dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté est étudié et mis en œuvre au cas par cas ;
- **S3** : le rehaussement de la protection volumétrique est systématique, et complété par un renforcement systématique de la tenue de la protection volumétrique aux agressions.

A4 - Protection sismique : il s'agit de l'ensemble des renforcements envisageables, hors équipements spécifiques traités plus loin, pour augmenter la tenue globale au séisme des équipements nécessaires à la sûreté de l'installation. Ce renforcement peut notamment recouvrir trois dimensions : l'amélioration de la tenue au séisme des équipements importants pour la protection, en lien avec une révision de leur dimensionnement sismique, l'extension des exigences de tenue sismique à des équipements qui ne sont pas couverts par le dimensionnement actuel, et enfin la protection des équipements dimensionnés au séisme contre leur agression éventuelle, en cas de séisme, par la chute ou la projection d'éléments qui ne le sont pas. De plus, différents équipements existants entrant dans le périmètre du noyau dur pourraient nécessiter un redimensionnement au séisme. En pratique, il s'agit notamment de reprendre et renforcer les ancrages, les dispositifs d'amortissement, et d'ajouter des dispositifs de protection. Cela donne :

- **S1** : comme pour la protection volumétrique, lorsque c'est nécessaire, la mise en conformité de la protection sismique est prévue. Au-delà, les actions de rehaussement ne sont envisagées qu'au cas par cas ;
- **S2** : au-delà de la mise en conformité, un renforcement général du niveau de robustesse au séisme des équipements est envisagé, mais son application est modulée et son extension à des équipements supplémentaires n'est pas systématiquement recherchée. Les équipements les plus importants, inclus dans le noyau dur, font l'objet d'un renforcement pour tenir au niveau du séisme de dimensionnement du noyau dur ;
- **S3** : le renforcement des équipements au séisme, incluant la mise en conformité et l'amélioration de la robustesse, est systématique. Il s'élargit à un nombre important d'équipements nécessaires au bon fonctionnement des équipements importants pour la sûreté, ou d'équipements pouvant les agresser en cas de séisme.

A5 - Protection contre les risques d'incendie et d'explosion : elle relève globalement de la même logique que la précédente. D'une part, une mise en conformité des différents dispositifs de prévention du risque d'incendie et d'explosion et de maîtrise de leurs effets semble nécessaire dans de nombreux

¹⁶⁹. En effet, la sécurité d'alimentation externe n'est renforcée par un redimensionnement des postes d'arrivée contre les aléas qu'à la condition que les pylônes des lignes THT présentent le même niveau de robustesse (au séisme et à la tempête par exemple). Or la tempête de 1999 a mis en évidence la faiblesse de dimensionnement de certaines lignes.

cas ; d'autre part un effort de renforcement de la protection contre le feu et d'extension du champ des matériels protégés doit être envisagé. Au total, on retient :

- **S1** : comme précédemment, la mise en conformité est assurée, mais les actions de renforcement supplémentaires ne sont envisagées que de manière ponctuelle et au cas par cas ;
- **S2** : une démarche globale d'amélioration de la protection contre l'incendie et l'explosion est engagée pour aller au-delà de la mise en conformité, avec une application modulée ;
- **S3** : le renforcement du dimensionnement, de la robustesse et de l'extension des dispositifs de protection contre l'incendie et contre l'explosion est mené de façon systématique.

A6 - Protection contre les autres agressions externes : les réacteurs sont soumis à différentes agressions externes non prises en compte dans les postes précédents, dont les principales sont les agressions climatiques d'une part (grand chaud, grand froid, tempête foudre, grésil, etc.), et les agressions par des activités industrielles voisines d'autre part. La prise en compte de ces agressions prend des formes très diverses selon leurs caractéristiques et selon les sites, mais elle peut globalement se décliner, comme les précédentes, selon différents niveaux de proactivité :

- **S1** : aucun effort particulier n'est envisagé, sauf cas spécifique, au delà de la mise en conformité ;
- **S2** : un effort de renforcement intervient au cas par cas et de façon limitée ;
- **S3** : le renforcement reste au cas par cas, mais l'effort est plus poussé.

b. Robustesse diffuse

Le deuxième volet de renforcement concerne la robustesse des équipements diffus (**B**). Il ne s'agit pas ici de renforcer leur niveau de résistance aux agressions, mais plutôt de s'assurer que leur état reste durablement conforme aux spécifications, afin de garantir le bon fonctionnement des installations dans leur domaine de dimensionnement. Par sa nature diffuse, ce poste ne peut être traité ici qu'en généralité. On peut néanmoins identifier trois catégories principales de matériels, d'équipements et d'ouvrages concernés par cette problématique : les équipements hydrauliques, les équipements électriques et électroniques, et les ouvrages de génie civil.

B1 - Équipements hydrauliques : l'ensemble des tuyauteries, vannes etc. est soumis à des phénomènes diffus de corrosion et d'usure qui accroissent le risque de dysfonctionnements, de brèches et de fuites. Certains de ces problèmes de corrosion sont d'ores et déjà assez bien identifiés sans faire l'objet d'une maintenance systématique, notamment la corrosion des canalisations laissées à l'air libre, particulièrement marquée sur les sites marins. À l'inverse, l'état des canalisations enterrées ou peu accessibles n'est pas suffisamment surveillé et doit faire l'objet, comme l'ASN l'a relevé, d'une action plus suivie.

B2 - Équipements électriques et électroniques : les tableaux électriques, connecteurs, et les kilomètres de câbles qui parcourent les installations sont également soumis à des phénomènes de vieillissement et d'usure. L'un des problèmes les plus inquiétants, bien souligné par l'ASN, est celui de la tenue dans la durée des gainages des câbles, dont la dégradation risque de provoquer des coupures d'alimentation et courts circuits.

B3 - Ouvrages de génie civil : la fatigue des armatures métalliques, des structures en béton ou des ouvrages de maçonnerie peut, même si elle se manifeste de manière moins directe que les défaillances hydrauliques ou électriques, être à l'origine de dysfonctionnements des équipements dont elles sont le support. Si la surveillance et la maintenance de ces ouvrages restent un enjeu ponctuel compte tenu de leur âge actuel, les manifestations du vieillissement pourraient poser des problèmes à une autre échelle dans les décennies à venir.

Bien que les phénomènes en jeu pour ces trois catégories soient très différents, leur gestion pose des questions relativement similaires, qui font appel à l'équilibre entre surveillance, maintenance corrective lorsque des défauts sont identifiés, et maintenance préventive vis-à-vis des problèmes redoutés. Comme l'ASN l'a relevé, la prolongation au delà de 40 ans implique de définir des méthodes de surveillance et des critères de décision sur le remplacement des matériels concernés.

La logique appliquée dans les trois scénarios pour chacun de ces postes est globalement la suivante :

- **S1** : la démarche suivie en préparation de la prolongation et au delà s'inscrit dans la continuité de celle qui est appliquée aujourd'hui, basée sur une surveillance par sondage et une maintenance ponctuelle ;
- **S2** : une démarche de maintenance plus active est mise en place. La surveillance est renforcée et plus systématique, elle permet une maintenance corrective plus intense et plus réactive, complétée par une maintenance préventive lorsque le risque de généralisation de certains défauts est avéré ;
- **S3** : la démarche de maintenance active est étendue. La surveillance de phénomènes redoutés est renforcée et généralisée, et la maintenance préventive est privilégiée de manière systématique lorsque des problèmes sont redoutés.

C. Prévention et gestion des accidents en réacteur

Les volets suivants portent plus spécifiquement sur la prévention et sur la gestion des accidents, et plus particulièrement des accidents graves avec fusion du cœur, dans le bâtiment réacteur. Ils comprennent à la fois les actions envisageables pour renforcer ou maintenir les éléments du circuit primaire ou les éléments principaux du circuit secondaire, pour éviter, mesurer et gérer les phénomènes redoutés en cas d'accident, et pour augmenter la tenue du confinement.

• Tenue des équipements

La prévention des accidents pouvant affecter le cœur du réacteur passe d'abord par la robustesse des composants clés du circuit primaire et du circuit secondaire nécessaires au maintien de la capacité de refroidissement et d'évacuation de la puissance du cœur (**C**). Les besoins que l'on peut distinguer dans ce domaine concernent principalement :

C1 - Cuve du réacteur : ce point est particulièrement sensible, dans la mesure où la cuve est considérée comme non remplaçable, alors même qu'elle est promise dans la plupart des réacteurs à dépasser le seuil de fluence prévu à la conception, et à voir notamment sa température de transition ductile-fragile s'approcher des conditions rencontrées en exploitation. De plus, l'incertitude sur le comportement de l'acier dans la masse (et l'absence de contrôle de cette évolution) et sur la tenue dans le temps des soudures aux niveaux des traversées de couvercles de cuve ou des traversées de fonds de cuve appelle à une grande vigilance. Cette préoccupation peut se décliner dans les trois scénarios de la façon suivante :

- **S1** : aucune action particulière n'est engagée. La fragilisation est considérée comme restant dans les marges de sûreté jugées acceptables, en substituant par exemple au critère de non amorçage actuel le critère proposé par EDF d'arrêt de fissure ;
- **S2** : la fragilisation de la cuve fait l'objet d'une vigilance particulière. Une surveillance renforcée est mise en place (par exemple avec un contrôle complet régulier de l'ensemble de la cuve dans toute son épaisseur), et des actions correctrices sont envisagées (par exemple pour les soudures de traversées de fonds de cuve). La perte éventuelle de marges de sûreté ne conduit pas à un relâchement des critères mais peut au contraire être gérée par des restrictions sur les conditions d'exploitation ;
- **S3** : ce scénario suit à la base la même logique que le scénario précédent, en y ajoutant une dimension préventive. Celle-ci consiste essentiellement à prévoir un changement de la seule partie remplaçable, c'est-à-dire le couvercle de cuve, selon un calendrier à établir en fonction de l'âge des couvercles actuellement en place¹⁷⁰. En complément, la mise au point éventuelle de procédés de traitement et de renforcement de l'acier et des soudures donnerait lieu à leur application.

C2 - Éléments de structure de la cuve : parallèlement au risque de fragilisation de la cuve elle-même, et de rupture qu'elle entraîne, la sûreté repose également de façon centrale sur la tenue de la structure de la cuve aux agressions, qu'il s'agisse d'agressions externes, et particulièrement du séisme, ou

¹⁷⁰. L'ensemble des couvercles des réacteurs, soumis à un problème de corrosion en milieu primaire de l'inconel 600 utilisé pour les soudures de leurs traversées, a été changé à partir de 1994.

d'agressions internes telles que les explosions susceptibles de se produire en cas d'accident grave dans le bâtiment réacteur. Cette question se pose à la fois pour les internes de cuve, qui garantissent notamment le bon positionnement des assemblages combustibles et la bonne insertion des barres de commande, et pour les supports de la cuve. Dans l'ensemble, on distingue :

- **S1** : aucune action particulière de renforcement n'est entreprise, le dimensionnement et la conformité des éléments concernés étant jugés suffisants compte tenu des marges intégrées à conception et à la construction ;
- **S2** : un renforcement est envisagé pour améliorer la tenue des équipements, mais il n'est entrepris que de manière ponctuelle et limitée là où des problèmes de dimensionnement ou de conformité sont les plus clairement identifiés ;
- **S3** : compte tenu de l'importance de la tenue des éléments concernés, leur dimensionnement au niveau noyau dur est jugé nécessaire et une reprise de dimensionnement, aussi ciblée que possible mais systématique, est prévue¹⁷¹.

C3 - Autres composants du circuit primaire : l'ensemble de ces composants est également soumis à différents mécanismes de vieillissement et de fragilisation, qui concernent notamment un certain nombre de produits moulés des tuyauteries et du corps des pompes primaires. Le fonctionnement jusqu'à 40 ans des réacteurs n'a pas donné lieu, après surveillance renforcée de ces composants, à un programme généralisé de remplacement qui peut toutefois se poser en cas de prolongation :

- **S1** : aucune action particulière nouvelle n'est engagée. La détection d'éventuels défauts est gérée au cas par cas, sans généralisation, et fait l'objet de remplacements en maintenance corrective ;
- **S2** : un contrôle systématique et poussé permet de détecter d'éventuels défauts ou signes précurseurs, qui donnent lieu à des actions ciblées de remplacement des composants concernés ;
- **S3** : les pompes des circuits primaires et les produits moulés les plus susceptibles d'être fragilisés sont systématiquement remplacés à titre préventif.

C4 - Générateurs de vapeur : la fragilisation des tubes et les phénomènes de colmatage constatés sur les générateurs de vapeur du parc ont conduit à engager un grand programme de changement des générateurs de vapeur, dont les premiers ont eu lieu sur le parc français dès 1990. La mise en œuvre d'un tel changement dans le cadre de la prolongation au-delà de 40 ans semble d'ores et déjà prévue par EDF. On retient toutefois la même logique de distinction entre les scénarios :

- **S1** : aucune action particulière nouvelle n'est prévue, les remplacements effectués dans le cadre des opérations de maintenance engagées pendant l'exploitation avant 40 ans sont considérés comme suffisants. Ils sont achevés puis aucun nouveau changement n'est prévu. Au-delà, les solutions de lessivage chimique des générateurs de vapeur en place et de bouchage sont privilégiées ;
- **S2** : des remplacements sont prévus pour les réacteurs dont les générateurs de vapeur sont les plus anciens, les générateurs de vapeur remplacés dans la deuxième moitié de l'exploitation des réacteurs sont conservés et placés sous surveillance renforcée ;
- **S3** : un remplacement des générateurs de vapeur est intégré aux opérations préventives conditionnelles à la prolongation, à l'exception par exemple des réacteurs ayant déjà subi ce changement dans leur dernière décennie d'exploitation.

• **Instrumentation et mitigation**

Une deuxième catégorie de renforcements matériels à considérer dans le bâtiment réacteur concerne différentes dispositions relatives à la prévention, à l'instrumentation et à la mitigation des accidents graves au niveau de la cuve (**D**). On regroupe dans cette catégorie des dispositifs très divers dans leur fonction et dans leur fonctionnement :

D1 - Système de mise à l'arrêt au séisme : il n'existe pas sur les réacteurs de dispositif permettant une mise à l'arrêt automatique du réacteur en cas de séisme, qui pourrait être intéressant. Un tel dispositif reposerait principalement sur un mécanisme déclencheur de la chute gravitaire des barres de

¹⁷¹. Il faut cependant noter, bien que tous les travaux de renforcement envisagés dans les scénarios se déroulent par nature dans une ambiance de protection radiologique, que les travaux considérés dans ce poste correspondent à des conditions radiologiques particulièrement défavorables qui peuvent constituer un obstacle sérieux à ce genre d'opération.

commande dans la cuve du réacteur en cas de séisme supérieur à un certain seuil établi à la conception. On distinguerait :

- **S1** : aucune action particulière n'est entreprise pour modifier le fonctionnement actuel sur ce point ;
- **S2** : un système de détection sismique couplé à un déclencheur automatique du mécanisme libérant la chute des grappes de commande est installé ;
- **S3** : le système de détection et de déclenchement, ainsi que le mécanisme de chute des grappes, sont renforcés afin de tenir aux conditions noyau dur. Il faut cependant souligner l'extrême fragilité de ce point, qui a une portée générale pour la démonstration de l'efficacité des noyaux durs bien au-delà de ce seul dispositif. En effet, l'ensemble de la démonstration des dispositifs de gestion des accidents graves, inclus les noyaux durs, repose sur l'hypothèse que dans toutes les circonstances l'insertion des grappes de commande dans le réacteur est possible. Cette gestion deviendrait pratiquement impossible si l'hypothèse de non insertion des grappes devait être retenue dans des scénarios d'accident. Or, l'IRSN considère en l'état que la tenue fonctionnelle du canal de chute des grappes au séisme de dimensionnement des noyaux durs n'est pas acquise, ce qui est susceptible de ruiner l'ensemble de l'efficacité des noyaux durs.

D2 - Préchauffage du circuit d'injection de sécurité : ce dispositif de préchauffage, destiné à maintenir la température de l'eau susceptible d'être injectée dans la cuve en cas de fuite primaire au dessus d'une certaine température (typiquement, 20°C) est nécessaire pour éviter le risque de rupture chaud-froid de la cuve au-delà d'un certain seuil de fatigue neutronique de cette dernière. Ce dispositif est introduit dans les trois scénarios, qui diffèrent seulement dans la logique de déploiement :

- **S1** : le dispositif est mis en place au cas par cas, en fonction de l'évaluation de l'évolution de la fatigue de chaque cuve, et n'est effectivement implanté que lorsque la consommation des marges prévues à la conception est avérée ;
- **S2** : le dispositif est implanté à terme de façon systématique sur l'ensemble des réacteurs concernés par une prolongation, mais il est déployé selon un calendrier progressif tenant compte du niveau respectif de fatigue estimé des cuves ;
- **S3** : le dispositif est implanté de façon systématique et à titre préventif sur l'ensemble des cuves avant toute prolongation éventuelle.

D3 - Instrumentation et gestion du risque hydrogène : la prévention du risque d'explosion d'hydrogène dans le bâtiment réacteur implique la présence d'une instrumentation permettant d'en mesurer la concentration d'une part, et de recombineurs d'hydrogène d'autre part. L'efficacité de ces recombineurs, dont EDF a engagé le déploiement dans ses réacteurs, dépend de leur capacité, de leur nombre et de leur implantation dans le bâtiment. On distingue ainsi selon les scénarios :

- **S1** : les recombineurs déjà implantés ou dont l'implantation est programmée sont jugés suffisants, seule une action de renforcement de l'instrumentation des concentrations d'hydrogène est prévue ;
- **S2** : l'instrumentation est renforcée, et des recombineurs sont ajoutés ;
- **S3** : les moyens d'instrumentation et de mitigation sont renforcés, en allant plus loin dans la redondance et dans la robustesse (le dimensionnement) des instruments de mesure et des recombineurs. De plus, dans le cas des réacteurs à double enceinte, le risque de concentration d'hydrogène dans l'espace annulaire entre les deux enceintes conduit à l'implantation d'instrumentation et de recombineurs dans cet espace.

D4 - Instrumentation du percement de la cuve : cette instrumentation est nécessaire pour permettre aux opérateurs, en cas d'accident grave, de mesurer en temps réel l'apparition de ce phénomène et adapter leur gestion à cette situation. Elle est donc prévue dans tous les scénarios, avec une simple gradation dans le dimensionnement :

- **S1** : une instrumentation de détection de percement de la cuve est mise en place, sans efforts particuliers de redondance ou de robustesse ;
- **S2** : l'instrumentation est rendue plus robuste, elle est par exemple dimensionnée aux exigences du noyau dur, ou à un niveau proche de ces exigences ;
- **S3** : l'instrumentation est implantée en assurant une redondance, et intégrée au noyau dur.

D5 - Évacuation de la puissance résiduelle : la discussion technique entre EDF, l'IRSN et l'ASN sur les noyaux durs a mis en évidence l'importance d'intégrer aux moyens de gestion de l'accident dans le bâtiment réacteur des dispositifs robustes pour évacuer la puissance résiduelle dans les situations postulées par les ECS. Il s'agit d'une part d'extraire la puissance thermique de la cuve, et d'autre part d'évacuer la puissance hors de l'enceinte pour éviter un échauffement trop important de celle-ci. L'objectif est de procéder à cette évacuation sans ouvrir ni la deuxième barrière (le circuit primaire) ni la troisième (l'enceinte de confinement). Les dispositifs sur lesquels portent la réflexion semblent à ce stade¹⁷² inclure, pour les plus importants d'entre eux, un dispositif d'évacuation de la puissance résiduelle de la cuve par les générateurs de vapeur à l'aide d'une motopompe dédiée, et un dispositif renforcé d'évitement d'échauffement de l'enceinte par aspersion. En termes de scénarios, ces considérations se traduisent de la manière suivante :

- **S1** : la mise en place de dispositifs répondant à ces objectifs privilégie la valorisation d'équipements existants, éventuellement complétés (par l'introduction, par exemple, de manchettes permettant le basculement entre différents circuits de secours) et éventuellement renforcés, en adaptant les règles d'exploitation et en minimisant l'introduction de nouveaux équipements ;
- **S2** : de nouveaux équipements, notamment des pompes robustes, sont introduits, et des modifications de circuits les complètent. Ces différents éléments sont intégrés au dimensionnement « noyau dur » ;
- **S3** : la même logique que dans le scénario précédent est poursuivie, mais en poussant les exigences de robustesse, ce qui peut se traduire notamment par des efforts supplémentaires en matière de dimensionnement, d'indépendance ou de redondance des équipements classés « noyau dur » introduits.

• **Confinement**

Le dernier volet de renforcement à envisager au niveau du bâtiment réacteur concerne son confinement (**E**). Il s'agit de renforcer les dispositifs de maîtrise du risque de rejets en cas d'accident grave, aussi bien vis-à-vis des rejets atmosphériques que vis-à-vis du risque de contamination du sous-sol et des eaux superficielles ou souterraines.

E1 - Renforcement du filtre U5 : le dispositif d'éventage et de filtration destiné à maîtriser les rejets rendus nécessaires en cas de montée en surpression de l'atmosphère du bâtiment réacteur présente des faiblesses. D'une part, il n'est pas aussi efficace pour tous les radionucléides susceptibles d'être relâchés dans cette situation, et d'autre part il n'est pas dimensionné pour résister aux agressions externes susceptibles d'initier une telle situation – en particulier au séisme. On distingue donc :

- **S1** : l'efficacité du filtre U5 est améliorée, comme il est prévu dans le programme post-VD3 des 900 MWe, pour mieux valoriser son rôle dans la gestion de l'accident, mais sans effort particulier de renforcement ;
- **S2** : le filtre U5 est amélioré et rendu plus robuste, en vue notamment de résister au séisme de dimensionnement ;
- **S3** : l'amélioration de l'efficacité du filtre est poussée, et son renforcement vise la tenue au séisme de dimensionnement du noyau dur. De plus, le dispositif est dupliqué, afin d'assurer une redondance et de disposer d'un filtre U5 par réacteur (au lieu d'un pour deux actuellement). Enfin, il est équipé, compte tenu du risque d'accumulation d'hydrogène dans le dispositif d'éventage, de moyens de mesure et de prévention de ce risque hydrogène.

E2 - Renforcement de l'enceinte : la corrosion dont peut souffrir le liner métallique interne des enceintes des 900 MWe, et la fatigue subie par le béton des enceintes contribuent à une dégradation progressive de leurs performances de confinement. Cette dégradation a déjà conduit EDF à anticiper la perspective d'une perte d'étanchéité sur les enceintes des 1300 MWe. De plus, l'absence de liner métallique est un facteur limitant pour la tenue des doubles enceintes béton à d'éventuelles explosions internes susceptibles de se produire en cas d'accident avec fusion du cœur. Aussi, l'introduction

¹⁷². Les documents d'évaluation publiés par l'IRSN et de position publiés par l'ASN sur les noyaux durs soulignent la nécessité de dispositifs répondant à ces principes, mais ne fournissent pas de détail technique sur la nature de solutions techniques susceptibles d'y répondre.

d'éventuels renforcements du confinement est un des points majeurs de différenciation entre l'abaissement ou le maintien d'exigences fortes :

- **S1** : aucune action particulière n'est entreprise. La démarche retenue consiste au contraire à considérer qu'une perte progressive d'étanchéité des enceintes ne fait pas obstacle au maintien de la sûreté des réacteurs ;
- **S2** : l'objectif fixé est de maintenir le niveau de confinement des enceintes. À cette fin, une surveillance renforcée est mise en place, et des actions correctives de renforcement ponctuel du liner métallique aux points d'éventuelle corrosion et de reprise en résine des fissures constatées dans le béton (déjà pratiquée sur les 1300 MWe) sont entreprises de façon systématique ;
- **S3** : on se place dans un objectif de renforcement du confinement, en considérant notamment que la présence d'une double enceinte béton avec liner métallique interne constitue le standard du réacteur EPR. Cet objectif n'est pas atteignable pour les 900 MWe : il semble en effet techniquement impossible de compléter leur enceinte d'une deuxième enceinte extérieure en béton. On peut en revanche envisager le remplacement de leur liner métallique, complété lors de la dépose d'une reprise à la résine de l'enceinte en béton. Concernant les réacteurs 1300 MWe (et plus tard, les N4), on doit envisager dans ce scénario, même si elle pose d'importants problèmes de faisabilité, la pose d'un liner métallique venant renforcer l'enceinte béton intérieure.

E3 - Récupérateur de corium : l'introduction éventuelle d'un dispositif de récupération du cœur fondu, dans le cas où celui-ci percerait la cuve, constitue un renforcement majeur en termes de confinement. La protection du radier contre sa pénétration par le corium est un des objectifs forts de sûreté introduits pour les nouveaux réacteurs :

- **S1** : aucune modification n'est envisagée. Plutôt que d'introduire un dispositif matériel spécifique, les solutions de gestion d'une situation d'écoulement du corium hors de la cuve par noyage du puits de cuve, noyage de la surface du corium ou injection d'eau sous le corium, actuellement à l'étude, sont privilégiées ;
- **S2** : un dispositif similaire au récupérateur mis en place à Fessenheim, est implanté. Ce dispositif ne vise pas à contenir définitivement le corium mais à retarder sa pénétration du radier¹⁷³. Ce dispositif, qui doit être combiné avec le dispositif d'instrumentation du percement de la cuve, est dimensionné pour résister à un niveau élevé d'agressions, a minima égal notamment au séisme de dimensionnement du réacteur ;
- **S3** : un véritable récupérateur de corium, répondant globalement aux mêmes objectifs que celui qui est intégré à la conception sur le réacteur EPR, est implanté. Ce dispositif, dont la faisabilité est sans doute fonction des caractéristiques de chaque palier et de l'implantation des équipements dans chaque réacteur, est par ailleurs théoriquement couplé à une « trappe » actionnable d'écoulement du corium, dont la réalisation sur les cuves existantes paraît problématique. Néanmoins un dispositif présentant une robustesse équivalente doit être envisagé. Il devrait par ailleurs être dimensionné aux aléas retenus pour le noyau dur.

E4 - Enceinte géotechnique : en complément de ce dispositif, une protection supplémentaire pouvant être introduite dans le cadre d'une défense en profondeur contre le risque de contamination des eaux superficielles et souterraines du site consiste à imaginer une enceinte géotechnique. Ce principe, introduit par l'ASN suite aux Évaluations complémentaires de sûreté, n'a pas fait l'objet d'une description technique. Il pourrait s'agir d'implanter dans le sous-sol, au droit du bâtiment réacteur et à une profondeur suffisante pour éviter la circulation d'eau, une enveloppe étanche protégeant les eaux d'une éventuelle contamination sous le réacteur, ce qui donne dans les scénarios :

- **S1** : aucune action particulière n'est menée, en considérant que le radier est d'une épaisseur et d'une robustesse suffisantes pour éviter, dans tous les cas, une contamination significative du sous-sol et des eaux ;

173. L'objectif de ce dispositif, dans le cas de Fessenheim, est d'amener la résistance du radier au même niveau que celui des autres réacteurs existants, en compensant sa moindre épaisseur de béton par l'ajout de ce récupérateur pour parvenir globalement au même délai théorique de traversée du radier. Ajouté à un radier d'épaisseur plus grande comme celui des réacteurs hors Fessenheim, ce dispositif augmente donc le délai théorique de traversée.

- **S2** : la faisabilité d'une telle enceinte géotechnique est, conformément aux prescriptions de l'ASN, étudiée, mais les difficultés de mise en œuvre conduisent à une implantation partielle ;
- **S3** : malgré les éventuelles difficultés techniques, la mise en place d'une véritable enceinte géotechnique est jugée nécessaire et elle est implantée.

d. Prévention et gestion des accidents en piscine

Un champ très important de renforcement, compte tenu des vulnérabilités mises en évidence par Fukushima sur le bâtiment combustible et sa piscine de désactivation, concerne la prévention et la gestion des accidents de fusion du cœur en piscine.

• Prévention

La première dimension des renforcements envisageables dans le champ du bâtiment réacteur est celle de la tenue des équipements (**F**). Elle est toutefois précédée d'une préoccupation première sur la réduction du potentiel de danger que constitue l'inventaire en combustible de la piscine.

F1 - Entreposage complémentaire : il faut en effet tout d'abord souligner que, conformément à la position prise par l'ASN, la prévention des accidents graves dans le bâtiment combustible passe en premier lieu, compte tenu d'une perspective industrielle d'augmentation des besoins d'entreposage de combustible irradié sur les sites des réacteurs, par le déploiement de solutions de gestion plus robustes en regard des exigences de sûreté. Cette position semble viser, même si ceci reste implicite, la mise en place sur les sites de capacités d'entreposage à sec, en « châteaux » de plomb, des combustibles usés. Elle peut se décliner ainsi selon les scénarios :

- **S1** : l'entreposage en piscine reste la solution de gestion privilégiée. La mise en place d'un entreposage à sec n'est pas retenue, et les propositions d'EDF pour densifier la disposition du combustible dans la piscine sont appliquées ;
- **S2** : un entreposage à sec adjacent au bâtiment combustible est mis en place. À l'image du bâtiment actuel, cette extension n'est pas protégée par une enceinte robuste ;
- **S3** : un entreposage à sec dédié est implanté sur chaque site de réacteurs. Il est installé dans un bâtiment robuste dont les systèmes de ventilation, de manutention et l'enceinte en béton sont dimensionnés pour répondre, conformément à la préconisation de l'ASN, à des objectifs de sûreté tirés des nouveaux réacteurs tels que l'EPR.

Quelque soit la solution adoptée, le recours à la piscine d'entreposage reste nécessaire, d'une part pour les opérations de chargement et de déchargement du cœur à travers le tube de transfert, et d'autre part pour la désactivation des combustibles à l'issue de leur déchargement. Dès lors, plusieurs dispositions peuvent être envisagées pour renforcer la tenue de ses équipements dans la perspective d'une exploitation au delà de 40 ans.

F2 - Structure de la piscine : la piscine est constituée d'une lourde structure de béton, le cas échéant disposée sur un système de tampons destinés à garantir sa tenue au séisme, et recouverte sur sa face interne d'un liner métallique. L'ensemble de ces équipements est sujet à des phénomènes d'usure et de vieillissement. On peut considérer les options suivantes :

- **S1** : aucune action particulière n'est engagée, la structure de la piscine est considérée conforme aux exigences, et l'apparition d'éventuelles non conformité est renvoyée à un traitement au cas par cas ;
- **S2** : un contrôle systématique du béton de la structure d'une part et du métal et des soudures du liner d'autre part est entrepris. Il donne lieu à une reprise systématique des défauts identifiés ;
- **S3** : une action systématique de renforcement de la structure de la piscine est menée. Dans le cadre d'une maintenance préventive, le liner est remplacé. Sa dépose fournit l'occasion d'opérer des reprises, en tant que de besoin, sur le béton de la piscine. Une intervention peut également être envisagée pour restituer ou renforcer le niveau de protection contre le séisme de la structure de soutien de la piscine, jusqu'au niveau du séisme de dimensionnement des noyaux durs.

F3 - Circuit de refroidissement : le système de refroidissement des piscines présente d'une manière générale des faiblesses en termes de conception, de dimensionnement et de redondance, par rapport

aux exigences appliquées au système de refroidissement du réacteur et par rapport aux exigences fixées sur les nouveaux réacteurs. Des renforcements sont nécessaires dans tous les cas, selon une démarche plus ou moins poussée :

- **S1** : le renforcement du circuit de refroidissement est limité et ciblé sur quelques ajouts ou modifications susceptibles de réduire le risque de vidange ;
- **S2** : le renforcement est plus poussé, avec par exemple une reprise du dispositif de casse-siphon, un contrôle systématique de l'ensemble des circuits et des remplacements correctifs ou préventifs des tuyauteries, vannes etc. les plus touchés par des phénomènes d'usure, et une diversification accrue ;
- **S3** : le circuit de refroidissement fait l'objet d'une véritable reprise, qui vise notamment à renforcer la diversification (des pompes, des lignes, des dispositifs anti-vidanges), et à réduire par des remplacements ou des renforcements de dimensionnement le risque de brèche ou de mauvais lignage sur les parties basses du circuit.

F4 - Équipements de transfert : la tenue des ouvrages de transfert entre le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible est un facteur important pour le maintien de l'intégrité sous eau des assemblages combustibles. Ce point est d'autant plus important que la marge du tube de transfert en termes de tenue au séisme est limitée, et que l'état réel du tube de transfert est en général mal caractérisé. On peut ainsi considérer :

- **S1** : aucune action particulière n'est envisagée, le tube de transfert est jugé conforme aux exigences requises et son dimensionnement est considéré comme suffisant ;
- **S2** : un examen poussé et une reprise du tube de transfert sont prévus afin de mieux garantir son étanchéité ;
- **S3** : un renforcement poussé des ouvrages de transfert est prévu, incluant notamment un effort pour garantir la tenue de l'étanchéité avec une robustesse accrue, par exemple grâce au doublement de la paroi du tube de transfert, à l'étanchéification des locaux dans lesquels passe le tube, ou encore au renforcement du dimensionnement aux agressions (essentiellement séisme) de la porte de séparation entre la piscine d'entreposage et le compartiment de transfert.

• **Instrumentation et mitigation**

De même que précédemment pour le bâtiment réacteur, ces dispositions de renforcement des équipements pour prévenir le risque d'accident sur les piscines doivent être complétées par diverses dispositions de renforcement destinées à gérer les situations accidentelles et à réduire leurs éventuelles conséquences (**G**).

G1 - Instrumentation de l'état de la piscine : le premier point concerne la mise en place d'instruments fiables de mesure en temps réel de l'état de la piscine, incluant essentiellement la mesure du niveau de l'eau et de sa température. Cette instrumentation, nécessaire dans tous les cas, peut être plus ou moins poussée :

- **S1** : une instrumentation simple de niveau de l'eau et de température est mise en place, sans efforts poussés de redondance ou de dimensionnement ;
- **S2** : l'instrumentation mise en place est plus complexe, afin d'assurer un meilleur suivi (par exemple de température à différents niveaux de profondeur), et dimensionnée pour résister aux agressions susceptibles d'entraîner une perte d'eau de la piscine ;
- **S3** : l'instrumentation est de plus rendue redondante, et dimensionnée pour assurer sa fiabilité dans les conditions prises en compte pour le noyau dur.

G2 - Dispositif de dépose d'assemblage : un point particulier, mais important, concerne la gestion de situations où le déroulement accidentel survient alors qu'un assemblage est en cours de manutention. Il est en effet nécessaire d'assurer dans ce cas la dépose dans des conditions sûres de cet assemblage :

- **S1** : aucun renforcement particulier des dispositifs de manutention actuellement en place n'est pris en compte ;
- **S2** : des dispositions sont prises pour rendre le dispositif de manutention autonome et disponible en situation accidentelle ;

- **S3** : le dispositif de manutention est dimensionné pour fonctionner de manière autonome et robuste aux conditions du noyau dur.

G3 - Instrumentation et gestion du risque hydrogène : comme dans le bâtiment réacteur, la prévention du risque d'explosion d'hydrogène suppose la mise en place d'instruments de mesure de sa concentration et, le cas échéant, de limitation de cette concentration. Ainsi :

- **S1** : aucune action particulière n'est engagée, le risque de dénoyage des assemblages étant jugé suffisamment négligeable pour ne pas nécessiter ce type de prévention ;
- **S2** : une instrumentation de détection de la formation d'hydrogène et de mesure de sa concentration est implantée, ainsi qu'un ou plusieurs recombineurs. L'ensemble est dimensionné pour tenir aux conditions retenues comme susceptibles d'entraîner une situation de découverture ;
- **S3** : l'instrumentation et la capacité de recombinaison sont implantées en s'assurant de leur redondance et de leur robustesse aux conditions retenues pour le noyau dur.

G4 - Enceinte du bâtiment combustible : l'absence d'enceinte du bâtiment combustible, dont la piscine n'est abritée que par un bardage métallique et dont le confinement n'est assuré que par un système dynamique, constitue l'un des points de faiblesse essentiels de la sûreté de ce bâtiment. C'est aussi l'un des points majeurs d'écart avec les exigences de sûreté applicables à de nouveaux réacteurs comme l'EPR, qui doit disposer d'une enceinte en béton pour son bâtiment combustible. Aussi, les scénarios divergent fortement sur ce point :

- **S1** : aucun renforcement du bâtiment combustible lui-même n'est envisagé, compte tenu du fait que le risque de découverture du combustible est considéré comme maîtrisé par ailleurs. Les efforts portent le cas échéant sur l'amélioration de l'efficacité et de la robustesse du système de confinement dynamique ;
- **S2** : le renforcement passe par le remplacement des bardages métalliques par un bâtiment en dur, sans aller toutefois jusqu'à la mise en place d'une véritable enceinte en béton, compte tenu des difficultés techniques que cela représenterait. Le confinement dynamique est amélioré, et un dispositif d'éventage et de filtration similaire au filtre U5 du bâtiment réacteur est implanté ;
- **S3** : la volonté d'aligner la sûreté de réacteurs prolongés sur celle de nouveaux réacteurs conduit à implanter, malgré les contraintes techniques, une enceinte en béton robuste aux agressions externes et internes considérées dans les accidents graves¹⁷⁴. Un dispositif de type filtre U5 est également installé.

e. Moyens ultimes de contrôle et de secours

Le dernier volet de renforcements à envisager dans le cadre de scénarios de prolongation de l'exploitation au delà de 40 ans porte sur les différents moyens de secours ultime (alimentation en eau et en électricité), de contrôle des situations accidentelles et de gestion de crise.

• Moyens ultimes de refroidissement et d'alimentation électrique

Un point essentiel issu des Évaluations complémentaires de sûreté et de l'émergence du concept de noyau dur concerne la disponibilité, recherchée en toutes circonstances, d'une source ultime de refroidissement ainsi que d'alimentation électrique (**H**).

¹⁷⁴. Il convient ici de rappeler, même si le champ d'analyse retenu dans la présente étude est celui de la sûreté, l'importance que peut revêtir l'implantation d'une telle enceinte vis-à-vis du risque d'actions malveillantes, en fonction de la protection apportée ou non au bâtiment combustible par les bâtiments adjacents, selon la disposition globale des bâtiments site par site.

H1 - Pompe U3 et lignes d'eau : cette disposition consiste à mettre en place une pompe spécifiquement dédiée à l'injection d'eau dans les lignes d'injection de sécurité basse pression pour garantir le refroidissement du circuit primaire en cas d'accident, après dépressurisation du circuit primaire. Différentes questions peuvent se poser sur le dimensionnement et sur l'adaptation de cette pompe sur le circuit :

- **S1** : une pompe U3, présentant des caractéristiques similaires aux pompes du circuit d'injection de sécurité basse pression, est introduite ;
- **S2** : les spécifications de recours à cette pompe U3 dans les conditions accidentelles conduisent à développer une nouvelle pompe. Son introduction nécessite une modification des lignes de décharge du pressuriseur¹⁷⁵. Ces dispositions s'accompagnent également de la mise en place, soit d'un réservoir supplémentaire de même capacité environ que la bache PTR actuelle, et dimensionné aux conditions du noyau dur, soit de dispositifs de piquage sur la nappe phréatique, également dimensionnés aux conditions du noyau dur ;
- **S3** : en plus des dispositions précédentes, la pompe U3 spécifique est dédoublée pour garantir sa disponibilité dans toutes les circonstances, y compris lors des opérations de maintenance, et dimensionnée pour résister aux agressions de niveau noyau dur, qu'il s'agisse d'agressions externes ou internes.

H2 - Diesel d'ultime secours (DUS) et systèmes électriques : la nécessité de disposer en toutes circonstances d'un moyen électrique capable d'alimenter les principaux systèmes nécessaires à la sauvegarde et au contrôle d'une situation accidentelle conduit à envisager la mise en place d'un groupe Diesel d'ultime secours par réacteur (en lieu et place du groupe de secours par site qui existe actuellement. On peut distinguer :

- **S1** : un groupe DUS léger, essentiellement dimensionné pour alimenter la pompe U3, est implanté dans chaque réacteur. Il s'appuie sur les systèmes de distribution électrique existants, éventuellement renforcés ;
- **S2** : le groupe DUS est renforcé pour assurer une plus grande capacité électrique, et implanté de manière à disposer d'une protection spécifique dimensionnée aux conditions du noyau dur. De plus, l'ensemble des tableaux électriques et câblages nécessaires à l'alimentation des moyens secourus par le DUS est repris pour être indépendant de la distribution existante et dimensionné au même niveau ;
- **S3** : la même logique est poussée en garantissant une redondance des DUS afin de s'assurer qu'un DUS est disponible pour chaque réacteur dans toutes les circonstances (y compris en cas de maintenance de l'un d'entre eux).

• **Moyens de contrôle et de gestion de crise**

Le renforcement peut enfin, en dernier ressort, s'appliquer aux moyens de contrôle des situations d'accident et de gestion de crise (**I**). Il convient de rappeler que l'on se concentre ici, sans négliger pour autant l'importance du facteur organisationnel et humain particulièrement dans ce domaine, sur les modifications matérielles des installations (et même plus précisément sur les modifications des équipements fixes, hors introduction de moyens mobiles). Les différents postes de renforcement à envisager concernent la modernisation du contrôle-commande en tant que tel, le renforcement de la salle de commande, l'établissement d'un contrôle-commande propre au noyau dur, et la mise en place d'un local robuste de gestion de crise qui peut abriter des éléments de contrôle-commande. Traités séparément ci-dessous, ces éléments doivent en fait s'envisager comme en tout pour assurer la cohérence des dispositifs en termes de contrôle-commande principal et de secours.

I1 - Modernisation du contrôle-commande : la perspective de prolongation de l'exploitation implique de tenir compte de l'état actuel et à venir d'obsolescence du contrôle commande, ainsi le cas échéant que d'en renforcer le dimensionnement. Dans la mesure où il ne semble pas envisageable d'aller

¹⁷⁵. Dans son rapport d'évaluation des propositions d'EDF sur les noyaux durs, l'IRSN souligne en effet que la mise en action de cette pompe avant la dégradation du cœur nécessite une dépressurisation suffisamment rapide pour permettre l'injection à basse pression, et note que le diamètre des lignes de dépressurisation est probablement inférieur de moitié à la taille voulue dans cette situation.

jusqu'à une refonte totale du contrôle-commande, les scénarios se distinguent simplement sur ce point par le degré de profondeur et la vitesse à laquelle la rénovation sont envisagés :

- **S1** : la reprise du contrôle-commande est ciblée sur les principaux éléments d'obsolescence et d'opérabilité, et elle est introduite de manière progressive ;
- **S2** : tout en restant progressive, la reprise est plus poussée. Elle couvre davantage d'éléments et inclut, outre la modernisation technologique, un effort de dimensionnement ;
- **S3** : la reprise est également plus poussée, mais elle s'effectue de manière plus globale plutôt que progressive.

I2 - Salle de commande : la salle de commande des réacteurs fait actuellement l'objet d'une implantation qui ne la protège pas des conséquences locales de situations d'accident grave, en particulier en termes d'ambiance radiologique. Le panneau de repli, qui permet essentiellement de gérer la mise à l'arrêt du réacteur une fois celui-ci commandé depuis la salle principale, est globalement soumis au même risque. Vis-à-vis de ce risque, une meilleure protection de la salle des commandes peut être envisagée :

- **S1** : aucune modification particulière n'est envisagée ;
- **S2** : l'implantation de la salle de commande n'est pas modifiée, mais des renforcements sont réalisés pour améliorer sa protection (confinement, ventilation, filtration) et son autonomie ;
- **S3** : l'implantation de la salle de commande est modifiée pour l'abriter dans une structure de type bunkerisée.

I3 - Contrôle-commande du noyau dur : les exigences de robustesse et d'indépendance du noyau dur impliquent d'envisager la mise en place d'un système spécifique et séparé de contrôle-commande dédié aux différents éléments du noyau dur. La déclinaison selon les scénarios est fonction du degré d'extension et d'indépendance des éléments du noyau dur retenus dans chacun d'entre eux.

I4 - Locaux de gestion de crise : enfin, le dernier élément susceptible de renforcement concerne la création éventuelle d'un centre de gestion de crise destiné à abriter les personnels et les moyens techniques nécessaires à la gestion de toute situation d'urgence sur le site. Ces locaux peuvent être communs à l'ensemble du site, mais doivent être dimensionnés de façon proportionnée à la taille du site. On distingue alors :

- **S1** : les locaux de gestion de crise existants, dits BDS (Bloc de sécurité), sont renforcés pour former un centre de crise plus robuste ;
- **S2** : un véritable centre de gestion de crise, autonome, bunkerisé, commandant les éléments du noyau dur et alimenté par eux, est créé pour l'ensemble du site. Il est évidemment dimensionné pour être lui-même robuste aux conditions du noyau dur ;
- **S3** : la même logique est appliquée, en renforçant autant que possible l'autonomie et la robustesse.

f. Tableau récapitulatif

Les 36 postes retenus pour couvrir les opérations de renforcement les plus significatives identifiées à partir de l'analyse des caractéristiques des réacteurs et des enjeux de sûreté de leur éventuelle prolongation, ainsi que les orientations techniques prises sur chacun de ces postes dans trois scénarios théoriques de sûreté « dégradée », « préservée » ou « renforcée », sont résumés dans le tableau de synthèse qui suit.

Tableau 8 **Détail des scénarios de renforcement contrastés**

Synthèse des postes de renforcement pris en compte et des opérations de renforcement envisagées

	S1	S2	S3	
	Scénario « sûreté dégradée »	Scénario « sûreté préservée »	Scénario « sûreté renforcée »	
A Protection agressions				
A1	Protection source froide externe	Aucune action particulière	Renforcement ciblé	Renforcement systématique
A2	Protection source électrique externe	Aucune action particulière	Renforcement ciblé des postes	Renforcement systématique postes / lignes
A3	Protection volumétrique (inondation)	Mise en conformité, rehaussement ponctuel	Rehaussement général mais modulé	Rehaussement et renforcement systématiques
A4	Protection parasismique	Mise en conformité, renforcement ponctuel	Renforcement général mais modulé	Renforcement systématique et étendu
A5	Protection incendie et explosion	Mise en conformité, renforcement ponctuel	Renforcement général mais modulé	Renforcement systématique et étendu
A6	Protection autres agressions	Mise en conformité, pas d'effort particulier	Renforcement au cas par cas, limité	Renforcement au cas par cas, poussé
B Robustesse diffuse				
B1	Équipements hydrauliques	Maintenance corrective ponctuelle	Maintenance active, mix surveillance / prévention	Maintenance préventive systématique
B2	Équipements électriques et électroniques	Maintenance corrective ponctuelle	Maintenance active, mix surveillance / prévention	Maintenance préventive systématique
B3	Ouvrages de génie civil	Maintenance corrective ponctuelle	Maintenance active, mix surveillance / prévention	Maintenance préventive systématique
C Prévention BR				
C1	Cuve du réacteur	Pas d'action particulière, changement de critère	Vigilance renforcée, étude d'action correctrice	Changement couvercle, action préventive
C2	Structure de cuve	Aucune modification particulière	Renforcement limité des supports	Reprise pour redimensionnement
C3	Circuit primaire (autres composants)	Surveillance et maintenance corrective	Contrôle complet, changement ciblé	Changement préventif pompes et composants
C4	Générateurs de vapeur	Remplacement restants, lessivage, bouchage	Remplacement des plus anciens, surveillance	Remplacement systématique, sauf récents
D Gestion BR				
D1	Mise à l'arrêt séisme	Aucune modification particulière	Introduction système automatique	Introduction système et renforcement
D2	Préchauffage circuit RIS	Mise en place au cas par cas	Mise en place systématique progressive	Mise en place systématique préventive
D3	Risque hydrogène	Renforcement instrumentation	Ajout instrumentation et recombineurs	Recombineurs plus redondants et robustes
D4	Instrumentation percement cuve	Mise en place instrumentation	Instrumentation robuste	Instrumentation redondante et robuste
D5	Évacuation puissance résiduelle	Renforcement moyens existants	Introduction moyens « noyau dur »	Robustesse moyens « noyau dur »

E Confinement BR				
E1	Amélioration filtre U5	Amélioration de l'efficacité	Amélioration et renforcement	Amélioration, renforcement et redondance
E2	Renforcement enceinte	Gestion de baisse d'étanchéité	Surveillance renforcée et action corrective	Reprise ou pose liner métallique
E3	Récupérateur de corium	Aucune modification, gestion par noyage	Ralentisseur de pénétration du corium	Récupérateur intégral du corium
E4	Enceinte géotechnique	Aucune action particulière	Etude de faisabilité non concluante	Implantation enceinte géotechnique
F Prévention BK				
F1	Entreposage complémentaire	Non retenu (densification piscine)	Mise en place, bâtiment non protégé	Bâtiment protégé, un par site
F2	Structure piscine	Aucune action particulière	Contrôle systématique et reprise béton et liner	Changement liner et reprise béton
F3	Circuit refroidissement	Renforcement ciblé anti-vidange	Renforcement poussé et contrôle systématique	Reprise, redondance et redimensionnement
F4	Tube de transfert	Aucune action particulière	Contrôle et reprise du tube	Doublement enveloppe ou étanchéité locaux
G Mitigation BK				
G1	Instrumentation état piscine	Instrumentation simple non renforcée	Instrumentation évoluée et renforcée	Instrumentation redondante et protégée
G2	Dépose d'assemblage	Aucune modification particulière	Autonomie du dispositif de dépose	Autonomie et robustesse du dispositif de dépose
G3	Risque hydrogène	Aucune action particulière	Introduction instrumentation et recombineur	Implantation robuste et redondante
G4	Enceinte bâtiment combustible	Aucune modification, confinement dynamique	Bâtiment en dur, éventage et filtration	Enceinte béton robuste et filtre
H Moyens ultimes				
H1	Pompe U3 et lignes d'eau	Introduction pompe U3 similaire pompe RIS	Pompe U3 spécifique, adaptation lignes	Pompe U3 spécifique, redondante et robuste
H2	Groupe DUS et systèmes électriques	Introduction DUS par réacteur	Renforcement DUS, séparation électrique	Renforcement et redondance DUS
I Contrôle et crise				
I1	Système contrôle commande	Reprise ciblée et progressive	Reprise renforcée et progressive	Reprise renforcée et globale
I2	Salle de commande	Aucune modification particulière	Renforcement de protection et autonomie	Modification d'implantation - bunkerisation
I3	Contrôle-commande noyau dur	Adapté au noyau dur S1	Adapté au noyau dur S2	Adapté au noyau dur S3
I4	Centre de crise site	Renforcement du BDS	Centre de crise bunkérisé	Centre de crise bunkérisé renforcé

7.2. Comparaison des coûts des scénarios

La décomposition des trois scénarios de renforcement à sûreté « dégradée », « préservée » ou « renforcée » en opérations techniques plus précises permet d'envisager une évaluation économique du coût de chacun de ces scénarios qui n'est pas possible en restant dans leur description très globale. L'évaluation qui suit, bien qu'elle soit emprunte d'importantes incertitudes, permet d'engager une réflexion nécessaire sur la comparaison économique des scénarios.

a. Méthode d'estimation des coûts

L'estimation des coûts de scénarios de renforcement des réacteurs attachés à une éventuelle prolongation de leur durée de vie au-delà de 40 ans est un exercice très délicat, pour au moins deux raisons. La première est le manque de données publiques précises et détaillées sur les coûts unitaires des opérations de maintenance ou de renforcement passées ou présentes sur le parc nucléaire français, qui pourraient servir de référence et de base de comparaison. La seconde est la difficulté, même lorsque des données existent ou que les coûts d'opérations actuelles peuvent être estimés, à transposer ces coûts à des opérations dont beaucoup apparaissent comme des opérations inédites du point de vue technique ou du point de vue de leur échelle de mise en œuvre.

Il semble toutefois possible, en adoptant une approche relativement prudente, de proposer des estimations qui permettent d'éclairer la question des coûts globaux des scénarios de renforcement. Outre l'utilisation de données existantes sur le parc français et, dans la mesure du possible, sur des opérations de maintenance ou de renforcement menées sur des réacteurs étrangers, l'approche proposée consiste notamment à :

- travailler a minima, à défaut de coûts précis, sur des ordres de grandeur en cherchant à ranger les différentes opérations analysées dans une catégorie de coûts (de 1 à 10 M€, de 10 à 50 M€, de 50 M€ à 100 M€, etc.) ;
- raisonner par analogie entre les différents types d'opérations, en fonction par exemple de la nature de l'intervention et de l'ordre de grandeur du chantier qu'elles représentent ;
- tenir compte des nombreuses et fortes incertitudes pour établir des fourchettes de coûts, parfois très larges ;
- et enfin, rechercher, plutôt que la précision des chiffres, une homogénéité de traitement dans l'estimation des fourchettes entre les postes à l'intérieur d'un scénario et entre les scénarios. Ainsi, à défaut d'estimations précises, les résultats doivent-ils au moins permettre d'identifier où sont les principaux postes et quel type d'écart ils créent entre les scénarios.

Ces réserves étant posées, les limites de la méthode proposée sont ici pleinement assumées. Étant données l'absence d'informations précises fournies par leurs principaux détenteurs sur les coûts projetés d'une part, l'importance des enjeux économiques dans la gestion de l'échéance des 40 ans du parc d'autre part, et compte tenu des moyens méthodologiques disponibles dans le cadre de la présente étude, cette méthode nous semble au moins suffisamment robuste pour contribuer à lancer un débat informé sur les choix qui sont devant nous.

b. Estimations des coûts de renforcement

On propose dans la suite des coûts moyens par réacteur pour chacune des opérations, rassemblés par catégories de postes (A à I). Les estimations représentent des coûts d'opération incluant à la fois les investissements et les coûts d'intervention. Par ailleurs, les coûts moyens par réacteur tiennent compte, lorsque nécessaire, d'effets de mutualisation (en comptant par exemple en moyenne un équipement de site pour trois réacteurs) ou de différenciation (en comptant par exemple la moitié du coût d'une opération en moyenne lorsque celle-ci ne concerne que la moitié du parc). Enfin, pour chaque coût, l'estimation propose une fourchette haute et basse, leur moyenne constituant une valeur médiane.

Tableau 9 Estimation de coûts de renforcement contre les agressions

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
A1 Protection de la source froide					
S1	Aucune action particulière	0	0	0	
S2	Renforcement ciblé	5	7	10	Opération par site
S3	Renforcement systématique	10	20	30	Opération par site
A2 Protection de l'alimentation électrique externe					
S1	Aucune action particulière	0	0	0	
S2	Renforcement ciblé des postes	5	7	10	Opération par site
S3	Renforcement systématique postes / lignes	10	20	30	Opération par site
A3 Protection volumétrique (contre l'inondation)					
S1	Mise en conformité, rehaussement ponctuel	0	2	5	
S2	Rehaussement général mais modulé	5	7	10	
S3	Rehaussement et renforcement systématiques	10	20	30	
A4 Protection parasismique					
S1	Mise en conformité, renforcement ponctuel	10	20	30	
S2	Renforcement général mais modulé	20	60	100	
S3	Renforcement systématique et étendu	100	200	300	
A5 Protection contre les incendies, explosions...					
S1	Mise en conformité, renforcement ponctuel	5	12	20	
S2	Renforcement général mais modulé	20	35	50	
S3	Renforcement systématique et étendu	50	100	150	
A6 Protection contre les autres agressions					
S1	Mise en conformité, pas d'effort particulier	5	7	10	
S2	Renforcement au cas par cas, limité	10	15	20	
S3	Renforcement au cas par cas, poussé	20	35	50	
A Total protection contre les agressions					
S1	Sûreté « dégradée »	20	41	65	
S2	Sûreté « préservée »	65	131	200	
S3	Sûreté « renforcée »	200	395	590	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 10 Estimation de coûts de renforcement de la robustesse des équipements diffus

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
B1 Équipements hydrauliques					
S1	Maintenance corrective ponctuelle	10	15	20	
S2	Maintenance active, surveillance / prévention	20	35	50	
S3	Maintenance préventive systématique	50	75	100	
B2 Équipements électriques et électroniques					
S1	Maintenance corrective ponctuelle	10	15	20	
S2	Maintenance active, surveillance / prévention	20	35	50	
S3	Maintenance préventive systématique	50	75	100	
B3 Ouvrages de génie civil					
S1	Maintenance corrective ponctuelle	10	15	20	
S2	Maintenance active, surveillance / prévention	20	35	50	
S3	Maintenance préventive systématique	50	75	100	
B Total robustesse diffuse					
S1	Sûreté « dégradée »	30	45	60	
S2	Sûreté « préservée »	60	105	150	
S3	Sûreté « renforcée »	150	225	300	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 11 Estimation de coûts de renforcement du réacteur (1/3)

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
C1 Cuve du réacteur					
S1	Pas d'action particulière, changement de critère	0	0	0	
S2	Vigilance renforcée, étude d'action correctrice	0	1	2	
S3	Changement couvercle, action préventive	5	7	10	
C2 Éléments de structure de cuve					
S1	Aucune modification particulière	0	0	0	
S2	Renforcement limité des supports	5	12	20	
S3	Reprise pour redimensionnement	20	35	50	
C3 Circuit primaire (autres composants)					
S1	Surveillance et maintenance corrective	5	7	10	
S2	Contrôle complet, changement ciblé	10	30	50	
S3	Changement préventif pompes et composants	50	100	150	
C4 Générateurs de vapeur					
S1	Remplacements restants, lessivage, bouchage	20	35	50	
S2	Remplacement des plus anciens, surveillance	50	75	100	
S3	Remplacement systématique, sauf récents	100	125	150	
C Total prévention par la tenue des équipements					
S1	Sûreté « dégradée »	25	42	60	
S2	Sûreté « préservée »	65	118	172	
S3	Sûreté « renforcée »	175	267	360	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 12 Estimation de coûts de renforcement du réacteur (2/3)

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
D1 Mise à l'arrêt séisme					
S1	Aucune modification particulière	0	0	0	
S2	Introduction système automatique	5	7	10	
S3	Introduction système et renforcement	10	15	20	
D2 Préchauffage circuit RIS					
S1	Mise en place au cas par cas	0	0	0	
S2	Mise en place systématique progressive	1	3	5	
S3	Mise en place systématique préventive	5	10	15	
D3 Risque hydrogène					
S1	Renforcement instrumentation	1	3	5	
S2	Ajout instrumentation et recombineurs	5	7	10	
S3	Recombineurs plus redondants et robustes	10	15	20	
D4 Instrumentation percement cuve					
S1	Mise en place instrumentation	5	7	10	
S2	Instrumentation robuste	10	15	20	
S3	Instrumentation redondante et robuste	20	35	50	
D5 Évacuation de la puissance résiduelle					
S1	Renforcement moyens existants	20	35	50	
S2	Introduction moyens « noyau dur »	50	75	100	
S3	Robustesse moyens « noyau dur »	100	150	200	
D Total prévention et gestion des accidents					
S1	Sûreté « dégradée »	26	45	65	
S2	Sûreté « préservée »	71	107	145	
S3	Sûreté « renforcée »	145	225	305	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 13 Estimation de coûts de renforcement du réacteur (3/3)

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
E1 Amélioration filtre U5					
S1	Amélioration de l'efficacité	5	7	10	
S2	Amélioration et renforcement	10	15	20	
S3	Amélioration, renforcement et redondance	20	35	50	
E2 Renforcement enceinte					
S1	Gestion de la baisse d'étanchéité	5	7	10	
S2	Surveillance renforcée et action corrective	10	30	50	
S3	Reprise ou pose de liner métallique	50	100	150	
E3 Récupérateur de corium					
S1	Aucune modification, gestion par noyage	0	0	0	
S2	Ralentisseur de pénétration du corium	10	20	50	
S3	Récupérateur intégral du corium	50	150	250	
E4 Enceinte géotechnique					
S1	Aucune action particulière	0	0	0	
S2	Étude de faisabilité non concluante	10	30	50	
S3	Implantation enceinte géotechnique	50	150	250	
E Total renforcement du confinement					
S1	Sûreté « dégradée »	10	14	20	
S2	Sûreté « préservée »	40	105	170	
S3	Sûreté « renforcée »	170	435	700	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 14 Estimation de coûts de renforcement de la piscine (1/2)

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
F1 Entreposage complémentaire					
S1	Non retenu (densification piscine)	0	0	0	
S2	Mise en place, bâtiment non protégé	100	175	250	
S3	Bâtiment protégé (entreposage par site)	250	375	500	
F2 Structure de la piscine					
S1	Aucune action particulière	5	7	10	
S2	Contrôle systématique, reprise béton et liner	10	30	50	
S3	Changement liner et reprise béton	50	100	150	
F3 Circuit de refroidissement					
S1	Renforcement ciblé anti-vidange	5	7	10	
S2	Renforcement poussé et contrôle systématique	10	30	50	
S3	Reprise, redondance et redimensionnement	50	100	150	
F4 Tube de transfert					
S1	Aucune action particulière	0	0	0	
S2	Contrôle et reprise du tube	5	12	20	
S3	Doublement enveloppe ou étanchéité locaux	20	35	50	
F Total prévention par la tenue des équipements					
S1	Sûreté « dégradée »	5	7	10	
S2	Sûreté « préservée »	115	217	320	
S3	Sûreté « renforcée »	320	510	700	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 15 Estimation de coûts de renforcement de la piscine (2/2)

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
G1 Instrumentation de l'état de la piscine					
S1	Instrumentation simple, non renforcée	1	3	5	
S2	Instrumentation évoluée et renforcée	5	7	10	
S3	Instrumentation redondante et protégée	10	15	20	
G2 Dépose d'assemblage					
S1	Aucune modification particulière	1	3	5	
S2	Autonomie du dispositif de dépose	5	7	10	
S3	Autonomie et robustesse du dispositif	10	15	20	
G3 Risque hydrogène					
S1	Aucune action particulière	1	3	5	
S2	Introduction instrumentation et recombineur	5	7	10	
S3	Implantation robuste et redondante	10	15	20	
G4 Enceinte du bâtiment combustible					
S1	Aucune modification, confinement dynamique	5	7	10	
S2	Bâtiment en dur, éventage et filtration	50	75	150	
S3	Enceinte béton robuste	500	1000	1500	
G Total mitigation et confinement					
S1	Sûreté « dégradée »	9	19	30	
S2	Sûreté « préservée »	65	121	180	
S3	Sûreté « renforcée »	530	1045	1560	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 16 Estimation de coûts de renforcement en moyens ultimes

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
H1 Pompe d'injection U3 et lignes d'eau					
S1	Introduction pompe U3 similaire RIS	20	35	50	
S2	Pompe U3 spécifique, adaptation lignes	50	75	100	
S3	Pompe U3 spécifique, redondante et robuste	100	150	200	
H2 Groupe diesel DUS et systèmes électriques					
S1	Introduction DUS par réacteur	20	35	50	
S2	Renforcement DUS, séparation électrique	50	75	100	
S3	Renforcement et redondance DUS	100	150	200	
H Total moyens ultimes					
S1	Sûreté « dégradée »	40	70	100	
S2	Sûreté « préservée »	100	150	200	
S3	Sûreté « renforcée »	200	300	400	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Tableau 17 Estimation de coûts de renforcement des moyens de contrôle et de gestion de crise

Poste	Modification	Coût par réacteur (M€)			Commentaire
		Bas	Médian	Haut	
I1 Système de contrôle-commande					
	S1 Reprise ciblée et progressive	10	15	20	
	S2 Reprise renforcée et progressive	20	35	50	
	S3 Reprise renforcée et globale	50	75	100	
I2 Salle de commande					
	S1 Aucune modification particulière	10	15	20	
	S2 Renforcement de protection et d'autonomie	50	75	100	
	S3 Modification d'implantation - bunkerisation	250	375	500	
I3 Contrôle commande noyau dur					
	S1 Adapté au noyau dur S1	5	7	10	
	S2 Adapté au noyau dur S2	10	15	20	
	S3 Adapté au noyau dur S3	20	35	50	
I4 Centre de gestion de crise du site					
	S1 Renforcement du Bloc de sécurité (BDS)	20	35	50	
	S2 Centre de crise bunkérisé	100	175	250	
	S3 Centre de crise bunkérisé renforcé	250	375	500	
I Total moyens de contrôle et de gestion de crise					
	S1 Sûreté « dégradée »	45	72	100	
	S2 Sûreté « préservée »	180	300	420	
	S3 Sûreté « renforcée »	570	860	1150	

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

C. Résultats globaux

À l'issue de cette estimation poste par poste et scénario par scénario des coûts d'opérations de renforcement attachées à la prolongation de durée de vie, le tableau suivant récapitule ces coûts et leur total. Comme il a déjà été précisé, ce résultat doit être utilisé avec beaucoup de précaution. Outre les incertitudes inhérentes à la méthode retenue, il faut souligner les limites de l'agrégation des coûts élémentaires des différentes opérations en un coût global par réacteur :

- d'une part, l'addition des 36 postes, malgré la richesse de détail qu'elle offre, ne coïncide pas exactement avec le coût total d'un scénario, pour deux raisons. La première est que des recoupements peuvent en réalité exister entre les estimations de coûts des opérations additionnées, d'où un risque de double compte d'une partie des coûts. La seconde est qu'à l'inverse, la somme de ces postes n'épuise pas le contenu d'un scénario de renforcement, d'où le risque que certains coûts ne soient pas pris en compte ;
- d'autre part, même si les coûts élémentaires proposés cherchent à atteindre une moyenne sur le parc, ils ne tiennent pas compte des très fortes fluctuations qui peuvent exister d'un réacteur à l'autre en fonction des caractéristiques du site ou d'opérations qu'il a déjà subies.

Malgré cette réserve, l'influence du niveau d'exigences sur le coût de renforcement apparaît très clairement : la fourchette de coût, même large, d'un scénario bas (220 à 520 M€ environ par réacteur) reste dans tous les cas plus basse que celle d'un scénario médian (770 M€ à 2 Md€), elle même toujours inférieure à celle d'un scénario haut (2,5 à 6,2 Md€).

De plus, on observe que l'écart entre les estimations de coûts des scénarios est très majoritairement concentré sur quelques postes. Ainsi, par exemple, quatre postes – la mise en place et la nature d'un entreposage complémentaire (**F1**), d'une enceinte pour le bâtiment combustible (**G4**), d'une salle de commande robuste (**I2**) et d'un local de crise bunkerisé (**I4**) – représentent pratiquement la moitié de l'écart de coûts entre les scénarios. Dans une moindre mesure, le dimensionnement des éléments propres aux noyaux durs est également un élément discriminant très fort entre les scénarios, en lien notamment avec, là aussi, leur degré d'indépendance et de bunkerisation.

Ces coûts sont à la fois les plus lourds mais aussi les plus incertains, compte tenu d'une part de la nature précise des exigences attachées à ces dispositifs dans un scénario ou dans l'autre, et d'autre part de l'absence de retour d'expérience sur le type d'opérations concernées. Mais ils correspondent aussi aux opérations qui apparaissent les plus discriminantes pour la robustesse des installations, et donc pour le degré d'exigences de sûreté attaché à chaque scénario.

À contrario, on peut noter que la grande majorité des postes évalués comptent pour moins de quelques pourcents dans le total, qu'il s'agisse à la fois du coût agrégé de chaque scénario ou de l'écart de coût entre les scénarios. Ce constat renforce a posteriori la méthode poursuivie pour aboutir à cette évaluation, dans le sens où le résultat global est très peu sensible à une marge d'erreur importante sur l'estimation de ces coûts.

Au final, le coût du renforcement des réacteurs pourrait être limité aux environs de 500 M€ par réacteur dans une perspective de sûreté dégradée incompatible avec les exigences tirées de Fukushima, mais risque en revanche d'atteindre 1,5 Md€ par réacteur dans un scénario d'exigences plus marquées, et pourrait dépasser 4 Md€ dans une démarche d'application systématique des meilleures garanties de sûreté s'approchant des exigences fixées pour de nouveaux réacteurs.

Ces estimations peuvent être rapprochées du coût annoncé par EDF pour son plan de « grand carénage », qui correspond à moins de 1 Md€ par réacteur. Il est toutefois délicat de comparer directement ces deux chiffres, d'abord parce que l'estimation d'EDF porte sur tout son parc et tient donc compte des différenciations entre réacteurs, et surtout parce que leur périmètre n'est pas le même. D'un côté, la présente étude ne tient pas compte d'éventuelles dépenses déjà réalisées dans des renforcements qui pourraient être déduites du futur devis. Mais de l'autre, le grand carénage d'EDF prend en compte d'importants coûts liés à la maintenance et à la modernisation de l'îlot conventionnel des centrales, qui ne sont pas comptabilisés ici car hors champ des renforcements de sûreté.

Tableau 18 Synthèse des estimations de coûts des scénarios de renforcement

Détail des estimations basse, haute et médiane sur chacun des postes dans chaque scénario, et total par réacteur

	S1			S2			S3		
	« Sûreté dégradée »			« Sûreté préservée »			« Sûreté renforcée »		
	Coût par réacteur (M€)			Coût par réacteur (M€)			Coût par réacteur (M€)		
	Bas	Médian	Haut	Bas	Médian	Haut	Bas	Médian	Haut
A1 Protection source froide	0	0	0	5	7	10	10	20	30
A2 Protection source élec.	0	0	0	5	7	10	10	20	30
A3 Protection volumétrique	0	2	5	5	7	10	10	20	30
A4 Protection parasismique	10	20	30	20	60	100	100	200	300
A5 Protection incendie-expl°	5	12	20	20	35	50	50	100	150
A6 Protection autres	5	7	10	10	15	20	20	35	50
B1 Équip ^{ts} hydrauliques	10	15	20	20	35	50	50	75	100
B2 Équip ^{ts} électriques	10	15	20	20	35	50	50	75	100
B3 Ouvrages génie civil	10	15	20	20	35	50	50	75	100
C1 Cuve du réacteur	0	0	0	0	1	2	5	7	10
C2 Structure cuve	0	0	0	5	12	20	20	35	50
C4 Circuit primaire	5	7	10	10	30	50	50	100	150
C3 Générateurs de vapeur	20	35	50	50	75	100	100	125	150
D1 Mise à l'arrêt séisme	0	0	0	5	7	10	10	15	20
D2 Préchauffage RIS	0	0	0	1	3	5	5	10	15
D3 Risque hydrogène (BR)	1	3	5	5	7	10	10	15	20
D4 Détection percement	5	7	10	10	15	20	20	35	50
D5 Évacuation puissance	20	35	50	50	75	100	100	150	200
E1 Amélioration filtre U5	5	7	10	10	15	20	20	35	50
E2 Enceinte bâtiment (BR)	5	7	10	10	30	50	50	100	150
E3 Récupérateur corium	0	0	0	10	30	50	50	150	250
E4 Enceinte géotechnique	0	0	0	10	30	50	50	150	250
F1 Entreposage additionnel	0	0	0	100	175	250	250	375	500
F2 Structure piscine	5	7	10	10	30	50	50	100	150
F3 Refroidissement piscine	5	7	10	10	30	50	50	100	150
F4 Tube de transfert	0	0	0	5	12	20	20	35	50
G1 Instrumentation piscine	1	3	5	5	7	10	10	15	20
G2 Dépose assemblage	1	3	5	5	7	10	10	15	20
G3 Risque hydrogène (BK)	1	3	5	5	7	10	10	15	20
G4 Enceinte bâtiment (BK)	5	7	10	50	75	150	500	1000	1500
H1 Pompe ultime secours	20	35	50	50	75	100	100	150	200
H2 Diesel ultime secours	20	35	50	50	75	100	100	150	200
I1 Contrôle commande	10	15	20	20	35	50	50	75	100
I2 Salle de commande	10	15	20	50	75	100	250	375	500
I3 Contr.-comm noyau dur	5	7	10	10	15	20	20	35	50
I4 Local gestion de crise	20	35	50	100	175	250	250	375	500
Total (M€)	214	359	515	771	1384	2007	2510	4362	6215

Source : Estimations WISE-Paris, 2014

Le coût du « grand carénage » présenté par EDF semble donc, si l'on tient compte de la valorisation de ce devis de coûts non liés à la sûreté tels que les changements lourds prévus sur les alternateurs ou les turbines, se situer dans la fourchette basse des prévisions de coûts de renforcement liés à la sûreté.

Ce constat est d'autant plus inquiétant que les estimations présentées ici ne couvrent en réalité pas la totalité des coûts directs ou indirects du renforcement de la sûreté que pourrait avoir à supporter l'exploitant dans la perspective d'une prolongation de la durée de vie des réacteurs. On peut notamment souligner les points suivants :

- comme il a déjà été rappelé, les scénarios ne prennent en compte que les renforcements liés à la sûreté nucléaire au sens strict, écartant donc les questions liées à la sécurité, c'est-à-dire à la protection contre les actes de malveillance. Même si la bunkerisation, qui est un des enjeux centraux des scénarios, constituerait à court sûr un progrès certain du point de vue de la sécurité, d'autres renforcements rendus nécessaires sous cet angle pourraient venir alourdir les coûts ;
- les coûts pris en compte n'intègrent pas la charge que pourrait représenter les coûts éventuels de constitution de « stocks de raccordement » voire de « stocks de fin de vie » qui pourraient être nécessaires, voire imposés par l'ASN comme condition nécessaire à la poursuite de l'exploitation pour les pièces les plus importantes ;
- par ailleurs, comme on l'a vu plus haut, l'ASN souligne dans sa position de juin 2013¹⁷⁶ l'enjeu que représente, dans l'hypothèse d'une poursuite de l'exploitation au delà de 40 ans, l'évolution des conditions d'exploitation des réacteurs. D'une part, la nécessité de maintenir la justification de la tenue des cuves, et le cas échéant d'autres gros composants non remplacés, pourrait nécessiter de restreindre le champ des conditions d'exploitation pour limiter la charge subie par ces équipements. D'autre part, la recherche de la performance dans l'exploitation, à travers par exemple la gestion du combustible, l'augmentation de puissance ou le fonctionnement en suivi de charge, entraîne un cumul de sollicitations qui peut altérer la sûreté et nécessiter également des limitations. Aussi, le fonctionnement des réacteurs au delà de 40 ans pourrait s'accompagner de restrictions sur les conditions d'exploitation dégradant la performance économique de cette exploitation par rapport aux conditions actuelles ;
- enfin, et c'est peut-être le point le plus important, la présente évaluation ne prend pas en compte le coût indirect que représentent les arrêts de réacteurs. Or ce coût peut prendre des proportions très importantes, sous des formes différentes, dans tous les scénarios. D'un côté, les réacteurs risquent de subir des arrêts fortuits liés aux problèmes d'usure et de vieillissement, dont la fréquence a déjà augmenté et pourrait s'intensifier d'autant plus que l'on se placera dans un scénario d'exigences basses du point de vue de la maintenance, donc vers **S1**. De l'autre, les réacteurs auront à subir des arrêts d'autant plus longs et lourds que les exigences de renforcement seront poussées. Dans **S2**, et surtout dans **S3**, les travaux de renforcement des ouvrages atteignent un tel niveau qu'un arrêt prolongé du réacteur pouvant atteindre plusieurs années pourrait être nécessaire, avec des conséquences financières très lourdes qui viennent s'ajouter aux coûts directs présentés ici.

176. Lettre CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013 du Président de l'ASN au Président d'EDF sur le « Programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté ».

8. Conclusions et recommandations

Une large part des 58 réacteurs nucléaires français s'approche des 40 ans de durée de vie, qui marquent à la fois le maximum prévu dans les études de conception des réacteurs, et le maximum autorisé dans le cadre réglementaire actuel. Pourtant, comme la situation brossée dans cette étude le montre, les conditions ne sont pas aujourd'hui réunies pour une gestion maîtrisée de cette échéance cruciale sur le plan des risques, des coûts et de la transparence des choix.

Il existe un grand risque d'aller vers des prolongations de réacteurs décidées par défaut dans un cadre politique et réglementaire insuffisant pour en fixer pleinement les exigences du point de vue de la sûreté, en mesurer sérieusement les conséquences du point de vue économique, et pour en assurer le caractère démocratique. Au delà des constats tirés de cette analyse, des actions doivent être engagées pour retrouver la maîtrise publique des décisions à prendre.

Aucune « décision » n'a donc été prise à ce stade en faveur ou contre la prolongation au delà de 40 ans de l'exploitation des réacteurs, que ce soit en termes d'orientation générale pour le parc ou d'autorisation individuelle réacteur par réacteur. Cette absence de décision ne signifie pas pour autant que les options restent indéfiniment ouvertes. Au contraire, la proximité croissante des échéances transforme de plus en plus l'inaction en décision par défaut.

Ainsi, la pyramide des âges du parc nucléaire d'EDF, caractérisée par l'effet de falaise lié à la montée en puissance très rapide au lancement du programme, n'offre plus que quelques années pour trancher la décision de prolongation ou d'arrêt des réacteurs à cette échéance de 40 ans.

Si les réacteurs étaient effectivement arrêtés au plus tard 40 ans après leur démarrage, la capacité nucléaire se maintiendrait pendant les trois prochaines années (jusqu'en 2017) avant de chuter de moitié d'ici 2025, de trois quarts d'ici 2029 et de sept huitièmes d'ici 2033.

Cette échéance majeure et prévisible n'a pourtant pas été réellement anticipée. L'effacement d'une telle capacité appelle un programme majeur de remplacement. Les actions de maîtrise de la consommation d'électricité, le développement de nouvelles capacités de production non nucléaires (en priorité renouvelables) ou la construction de nouveaux réacteurs sont les trois options disponibles pour maintenir l'approvisionnement en électricité. Qu'on les combine ou qu'on les oppose, elles représentent à l'échelle nécessaire un chantier colossal, et long à réaliser. Faute d'avoir été mis suffisamment tôt et clairement en débat, les choix stratégiques tardent à se dessiner.

Les engagements pris par le Président de la République dans le cadre de son élection en mai 2012, le Débat national sur la transition énergétique qu'il a mis en place, et les orientations qu'il a définies à son issue, dessinent des priorités claires : l'efficacité et la sobriété énergétiques et les énergies renouvelables d'une part, la baisse de la part du nucléaire pour atteindre 50 % de la production en 2025 d'autre part – en laissant toutefois ouverte la question de son évolution au-delà. Il reste néanmoins à traduire ces orientations dans une loi de programmation de la transition énergétique et à les mettre en œuvre, à travers notamment des outils de planification. En commençant pour cela, conformément à une conclusion consensuelle du Débat national sur la transition énergétique, par préciser au plus vite une stratégie d'évolution du parc nucléaire à l'horizon de 2025, et différentes options au delà.

Face au retard pris en matière d'élaboration d'une stratégie énergétique pour la gestion de l'arrivée à 40 ans du parc de réacteurs, la prolongation de la durée de vie des réacteurs apparaît aujourd'hui comme un moyen possible, voire indispensable, pour se donner du temps. C'est oublier que cette prolongation ne va pas de soi du point de vue de la sûreté et qu'elle reste au contraire très incertaine en termes de faisabilité technique autant que de coût.

Compte tenu des échéances proches d'atteinte de la limite de 40 ans par une large partie du parc de réacteurs, le temps est compté pour mettre en place des alternatives à la prolongation de leur durée de vie au delà. Le retard pris et l'insuffisance des efforts dans ce domaine conduisent aujourd'hui à parier implicitement sur une telle prolongation d'une partie importante au moins de ces réacteurs.

Or cette décision n'a pas été prise, et n'est pas acquise aujourd'hui du point de vue de la sûreté. Un effort considérable doit donc être engagé pour anticiper l'effet de falaise prévu entre 2017 et 2027, pour préciser quelle évolution du parc doit permettre d'atteindre l'objectif de 50 % de production nucléaire en 2025, et pour éviter tout fait accompli dans les choix de gestion des réacteurs.

Cette clarification est d'autant plus urgente que la gestion industrielle et financière de cette évolution du parc de réacteurs se prépare aujourd'hui. Or, si la politique énergétique n'a pas anticipé l'échéance des 40 ans, EDF a au contraire fixé sa politique industrielle. Celle-ci, qui privilégiait jusqu'au milieu des années 2000 un remplacement massif du parc de réacteurs par des EPR à partir de 2020 environ, s'est totalement réorientée vers une prolongation de l'ensemble des réacteurs au delà de 40 ans.

Ainsi, EDF s'est engagé dans une stratégie d'exploitation entre 50 et 60 ans dont la logique est simple : en maintenant les investissements liés à cette prolongation de la durée de vie en dessous des investissements nécessaires dans d'autres moyens de production, EDF rentabiliserait davantage encore le parc existant tout en s'épargnant des dépenses supplémentaires.

L'exploitant se prépare dans cette perspective à engager d'importants investissements qui, tout en s'inscrivant dans le respect des exigences de renforcement des réacteurs pour atteindre 40 ans, visent explicitement une exploitation plus longue. Les travaux engagés au cours ou à l'issue des réexamens de sûreté décennaux et la mise en œuvre des prescriptions issues des évaluations complémentaires de sûreté menées après la catastrophe nucléaire de Fukushima se mêlent à un programme de maintenance lourde pour former un plan de « grand carénage », dont le contenu et les contours d'application restent flous mais dont l'objectif est clairement de porter la durée de fonctionnement des réacteurs à 60 ans.

Il est naturel que l'industriel cherche à anticiper des investissements lourds, et nécessaire qu'il puisse le faire pour assurer la continuité, le cas échéant, d'un outil de production stratégique pour la Nation. Mais de tels investissements ne sont théoriquement engagés par un industriel que s'il dispose d'une visibilité suffisante pour limiter le risque, c'est-à-dire qu'il maîtrise les conditions dans lesquelles ces investissements pourront être rentabilisés. Dans le cas de la prolongation de la durée de vie des réacteurs, il s'agirait de pouvoir identifier en amont selon quels critères, à quelles conditions et donc au prix de quels renforcements cette prolongation pourrait, l'échéance venue, être obtenue.

Or, cette politique d'investissement se déploie alors même que l'Autorité de sûreté nucléaire a déclaré que la prolongation n'est pas acquise du point de vue de la sûreté, et qu'elle ne pourra se prononcer définitivement sur le principe de prolongation au delà de 40 ans qu'en 2018 ou 2019. Il existe donc un risque élevé que les investissements décidés par EDF, en portant les efforts sur la prolongation aux dépens des alternatives et en préemptant le niveau considéré comme raisonnable de travaux de renforcement, créent une pression économique et politique forte sur les conditions de sûreté exigibles pour autoriser cette prolongation. Le risque inverse, lié à un éventuel refus de prolonger la durée de vie, est tout aussi réel : la poursuite jusqu'à son échec de la stratégie d'EDF entraînerait en effet la perte des investissements réalisés et de grandes difficultés pour le système électrique.

L'engagement par EDF d'investissements préparant la prolongation de la durée de vie alors qu'un cadre précis d'exigences associées n'est pas établi est contraire à la pratique, qui veut qu'un industriel ne s'engage que dans un contexte de risques limités. Cette situation crée un fait accompli en faveur de la prolongation, aux dépens éventuels des alternatives d'une part et des exigences de sûreté d'autre part.

Il revient donc aux pouvoirs publics d'assurer au plus vite, sans préempter à leur tour les décisions qui restent à prendre, les conditions d'une bonne articulation de la définition des orientations de la politique énergétique d'abord, de la clarification des exigences de sûreté applicables à une éventuelle prolongation ensuite, et enfin des conditions d'engagement des investissements correspondants.

L'élément fondamental de toute décision maîtrisée sur l'éventuelle prolongation des réacteurs est celui des conditions dans lesquelles la sûreté de la poursuite de cette exploitation pourrait être assurée. Or ce point est aujourd'hui loin d'être résolu.

La sûreté intrinsèque des réacteurs, tels qu'ils ont été conçus et construits à l'origine, pose dans la perspective d'une poursuite d'exploitation au delà de 40 ans deux questions majeures. La première porte sur les effets du vieillissement de ces réacteurs, qui peuvent s'analyser pour la partie matérielle en termes de sénescence d'une part et d'obsolescence d'autre part. La seconde concerne l'intégration du retour d'expérience de Fukushima.

La sénescence frappe, selon des mécanismes de nature très différente en fonction des matériaux et de leurs conditions d'utilisation, l'ensemble des matériaux du réacteur. Elle entraîne à la fois une dégradation connue des performances d'équipements lourds non ou difficilement remplaçables, au premier rang desquels la cuve du réacteur et son enceinte, et une dégradation diffuse, impossible à tracer et à contenir dans son intégralité, de l'ensemble des composants. L'obsolescence vise la conception, et parfois même la disponibilité industrielle de composants. Elle génère une difficulté croissante à maintenir le niveau de sûreté du réacteur par rapport à ses exigences de sûreté, et plus encore à adapter le réacteur à l'évolution des exigences, l'interface entre les anciens et les nouveaux éléments posant par exemple des difficultés de plus en plus complexes.

Ces deux phénomènes peuvent être combattus par divers moyens, et leurs effets retardés, mais ils ne peuvent être empêchés. Il est en ce sens illusoire de prétendre rendre indéfiniment les réacteurs intrinsèquement plus sûrs. L'enjeu est au contraire de compenser un affaiblissement inéluctable de certaines lignes de défense par le renforcement d'autres lignes, et la question posée est celle de l'équilibre résultant de cette évolution croisée.

Ce problème est d'autant plus difficile que dans le même temps, le retour d'expérience de l'exploitation du parc de réacteurs français et des accidents observés dans le monde vient renforcer les exigences mêmes. Les réacteurs existants ont pour l'essentiel été conçus et construits avant les accidents survenus à Three Mile Island en 1979 et à Tchernobyl en 1986, dont les enseignements ont donné lieu à des modifications conséquentes mais nécessairement limitées.

Leur sûreté est encore plus impactée par la catastrophe de Fukushima, qui remet profondément en cause certains principes appliqués jusqu'ici dans la démarche de défense en profondeur, et dont les leçons continuent d'être tirées. En particulier, les conclusions tirées des Évaluations complémentaires de sûreté soulignent la nécessité de réviser le dimensionnement des réacteurs et de renforcer leur tenue aux agressions, de mieux prendre en compte le « potentiel de danger » que représentent les réacteurs et leurs piscines, et de compléter les dispositifs de sûreté par une ligne de défense ultime aussi robuste que possible, dénommée « noyau dur ».

Les réacteurs ont été conçus pour une durée de vie technique ne dépassant pas 40 ans, et le parc nucléaire a été déployé pour l'essentiel avant les accidents nucléaires, dont le retour d'expérience n'est introduit qu'à posteriori. La prolongation de leur exploitation suppose l'application d'exigences de sûreté plus strictes, telles qu'elles s'imposent progressivement après Fukushima, à des réacteurs non conçus pour ce genre de scénarios, et dont le vieillissement augmente la vulnérabilité.

Aussi, il n'est pas certain que les solutions techniques existent pour concilier durablement ces contraires avec un niveau de confiance suffisamment élevé.

La réponse à cette question dépendra en réalité du niveau d'exigences qu'il s'agira précisément d'atteindre. On peut noter de ce point de vue que les processus en cours, notamment les visites décennales et leurs suites et les Évaluations complémentaires de sûreté et leurs suites, débouchent sur un certain nombre de prescriptions directement applicables mais limitées, et d'autres plus importantes mais qui restent pour l'instant à l'étape d'études à réaliser ou de propositions à formuler.

Ce processus reste toutefois incomplet à plusieurs titres, en particulier vis-à-vis d'une projection au delà de 40 années de fonctionnement. Par exemple, les Évaluations complémentaires de sûreté ne prennent pas en compte le vieillissement des composants lourds et non ou peu remplaçables, en particulier la dégradation de la capacité de la cuve et de l'enceinte à résister à des scénarios d'accident plus sévères que les accidents sans fusion de cœur considérés comme les plus pénalisants dans le référentiel en vigueur. Ils ne prennent pas non plus en compte l'effet diffus du vieillissement, qui fait croître l'incertitude sur le degré de conformité des équipements du réacteur à leur niveau de performance supposé. Enfin, les prescriptions actuelles ne poussent pas à son terme la démarche initiée après Fukushima en limitant le champ des agressions considérées, des événements initiateurs d'accident et des équipements à redimensionner pour y faire face.

Ainsi, des questions majeures devront être tranchées, telles que la révision des événements initiateurs et des événements accidentels considérés comme exclus à la conception (tenue de la cuve), celle de l'ensemble des agressions considérées et des niveaux de résistance associés pour les composants concernés, la définition des exigences de maintenance préventive pour faire face au risque de vieillissement, la révision des exigences de robustesse de l'installation aux conséquences d'un accident grave (tenue des enceintes), ou encore le niveau de prévention et de protection contre les accidents majeurs applicable aux piscines d'entreposage du combustible.

En d'autres termes, c'est à une révision en profondeur du référentiel de sûreté des réacteurs qu'appelle le passage éventuel à plus de 40 ans de fonctionnement dans le contexte de l'après-Fukushima.

De ce point de vue, la référence à un niveau de sûreté « aussi proche que raisonnablement possible » de celui des nouveaux réacteurs dits de « troisième génération » tels que l'EPR ne saurait suffire pour deux raisons au moins. D'une part, ces réacteurs obéissent eux-mêmes à des règles et à une logique de conception antérieurs à la catastrophe de Fukushima et qui pourraient être fortement révisées à l'issue du long processus de retour d'expérience engagé sur cet accident. D'autre part, si les objectifs fixés aux réacteurs neufs en termes de limitation des accidents et de leurs conséquences peuvent être retenus, les moyens nécessaires – donc le référentiel – pour atteindre les mêmes objectifs sur des réacteurs vieux de 40 ans et non conçus pour cela ne peuvent qu'être différents.

Les difficultés soulevées par le maintien d'exigences fortes de sûreté pour des réacteurs affectés par différents phénomènes de vieillissement d'une part, par l'intégration complète des enseignements de Fukushima d'autre part, et par le croisement qui reste à faire de ces deux problématiques sont importantes. Il ne s'agit pas de poursuivre le processus d'amélioration continue du référentiel qui a prévalu jusqu'ici, mais de poser un cadre adapté à ces enjeux nouveaux.

Il semble dès lors incontournable de définir un référentiel de sûreté spécifique pour l'exploitation des réacteurs au delà de leur dimensionnement initial de 40 ans. Les principes et les exigences de ce nouveau référentiel doivent être élaborés sans attendre, dans le cadre d'un processus ouvert et pluraliste garantissant l'intégration de l'ensemble des préoccupations. Ces orientations devraient guider l'élaboration et la qualification des moyens d'atteindre les objectifs fixés, et non l'inverse comme on l'observe aujourd'hui.

Au delà de l'élaboration du référentiel, l'ensemble du processus de décision doit être révisé pour atteindre deux objectifs. Le premier est de respecter les principes constitutionnels du droit environnemental d'accès à l'information et de participation du public aux décisions. Le second est d'assurer l'articulation des décisions relatives à la sûreté et celles relatives à l'opportunité d'éventuelles prolongations, le tout en cohérence avec les orientations générales de la politique énergétique.

Le processus actuellement en place est basé dans le cas des réexamens décennaux comme des évaluations complémentaires de sûreté sur une très grande latitude d'appréciation donnée à l'ASN, sans dispositions fortes d'accès à l'information et de participation du public aux décisions. Ce processus ne semble pas en l'état répliquable aux décisions à prendre sur des prolongations au delà de 40 ans.

La nécessité de refonder le référentiel de sûreté pour répondre aux enjeux spécifiques de cette prolongation conduira très probablement à des aménagements très significatifs, par exemple sur les contraintes admissibles au niveau de la cuve du réacteur, de son enceinte et de son radier ou de la piscine, qui devraient constituer des « modifications notables » au sens où l'entend la réglementation applicable aux Installations nucléaires de base.

Dans ce sens, il semble légitime d'assimiler l'éventuelle prolongation de chaque réacteur au delà de 40 ans à la création d'une nouvelle installation, ce qui conduit à lui appliquer une procédure d'autorisation dans laquelle la décision de l'ASN est précédée, entre autres, d'une procédure d'enquête publique.

Le niveau d'investissement potentiellement nécessaire pour le renforcement de chacun des réacteurs dépasse, quelques soient les hypothèses, le seuil de 300 M€ qui conduit lors de la création d'une INB, à laquelle un projet de prolongation pourrait donc être assimilé, à une saisine obligatoire de la Commission nationale du débat public. Cette saisine peut en théorie déboucher sur une procédure de débat public, qui précède l'enquête publique et qui permet notamment d'articuler la mise en débat des exigences de sûreté avec celle de l'opportunité de la prolongation en regard d'autres considérations industrielles et énergétiques. Une option envisageable dans cette perspective consiste également à traiter la question en amont des premières décisions dans le cadre d'un débat sur les orientations d'une politique générale vis-à-vis de la prolongation de la durée de vie des réacteurs.

Enfin, ces procédures de consultation, quelles que soient leur forme, devront s'articuler avec un processus général de décision cohérent avec les orientations de la politique énergétique. Outre le besoin d'introduire une disposition autorisant le gouvernement à décider de la fermeture de réacteurs pour des raisons de politique énergétique, un véritable système de planification, d'évaluation et d'ajustement du dimensionnement du parc nucléaire dans la politique énergétique est nécessaire.

Autour d'une durée de fonctionnement de référence de 40 ans pour les réacteurs, tout en soulignant qu'elle n'est jusqu'ici acquise que pour 5 d'entre eux, ce dispositif doit permettre de fixer combien de réacteurs, et éventuellement lesquels, ferment par une sorte d'exception avant cette échéance, et combien de réacteurs, et éventuellement lesquels, poursuivent par une sorte d'exemption leur exploitation au delà. Ce dispositif doit notamment permettre de maîtriser le phasage des décisions et des engagements de travaux éventuels de renforcement en cohérence avec les échéances de fin d'exploitation actuelle des réacteurs. En termes de calendrier, le processus devra également offrir des garanties contre le type de dérive que l'on observe aujourd'hui dans la mise en œuvre des prescriptions applicables.

L'échéance des 40 ans de durée de vie des réacteurs est trop importante pour la gérer selon le même processus de décision que ceux qui sont actuellement appliqués au renforcement continu de la sûreté, qui présentent des lacunes en termes d'information et de participation. La décision d'un éventuel fonctionnement au delà de 40 ans suppose des modifications notables, et doit en ce sens être assimilée du point de vue réglementaire à la création d'une nouvelle installation, dotée d'un nouveau référentiel.

Le processus de décision reposerait alors sur une procédure d'enquête publique, précédée le cas échéant d'une procédure de débat public. Plus largement, les pouvoirs publics doivent définir les outils de planification, d'évaluation et de suivi dont ils comptent se doter pour articuler autour de ces procédures un processus de décision cohérent avec les orientations de politique énergétique. Ils doivent également préciser la manière dont ils comptent maîtriser le calendrier du processus, tant du point de vue du bon phasage entre décisions et éventuels travaux que du point de vue des échéances de réalisation éventuelle de renforcements liés à la prolongation.

Une fois posée la nécessité d'élaborer un référentiel spécifique adapté à une éventuelle prolongation au delà de 40 ans et de définir le processus de décision associé, celui-ci doit pouvoir s'appuyer sur des éléments de choix qui manquent singulièrement dans le paysage actuel : d'un côté, l'ASN s'engage sur les principes mais reste beaucoup plus prudente sur les exigences et type de renforcements applicables à une éventuelle prolongation de durée de vie, repoussant cette clarification de plusieurs années ; de l'autre EDF annonce sa volonté de préparer la prolongation à travers un programme de grand carénage de son parc dont il ne communique pas le détail.

On propose ici, en vue d'éclairer les choix et de contribuer à une clarification de leurs véritables options par les principaux acteurs du dossier, une démarche consistant à décliner différents scénarios correspondant à des degrés différents d'exigences.

En termes d'orientations, le premier consiste à s'appuyer au maximum sur les dispositions existantes des réacteurs, jugées suffisamment robustes et pérennes, en justifiant par les marges existantes la maîtrise des effets du vieillissement et en limitant les renforcements ; le deuxième cherche à compenser un effet consenti de dégradation de certaines lignes de défense initiales du réacteur par le renforcement d'autres lignes et par l'introduction de nouvelles, en visant un bilan positif pour la sûreté ; le troisième cherche à la fois à lutter autant que possible contre l'affaiblissement des lignes initiales et à renforcer autant que possible la sûreté par la consolidation des lignes existantes et l'ajout de nouvelles.

La déclinaison des approches ainsi résumées à l'ensemble des préoccupations issues de l'analyse des phénomènes de vieillissement et des enseignements de Fukushima conduit à différencier ces trois scénarios sur une petite quarantaine de postes correspondant à sept grands volets d'action : le renforcement de la protection du réacteur contre les agressions externes, de la robustesse des équipements diffus, de la robustesse intrinsèque du réacteur, de la robustesse intrinsèque de la piscine d'entreposage, des équipements d'instrumentation et de mitigation sur le réacteur et sur la piscine, et enfin des moyens de gestion et de secours.

Les scénarios ainsi dessinés n'ont ni la vocation d'être exhaustifs, ni la prétention d'être rigoureusement cohérents. Ils ne reposent évidemment pas sur une analyse détaillée, et encore moins sur une démonstration de sûreté qui sont très largement hors de portée du présent exercice. Cette analyse vise essentiellement à illustrer que sur pratiquement chacun des postes considérés, les niveaux d'exigence peuvent conduire à des prescriptions sensiblement différentes, voire extrêmement distinctes. Elle met ainsi en évidence, sans en épuiser la liste, des points clés de la discussion à mener sur les exigences applicables. On peut notamment souligner, parmi les points les plus sensibles, la nécessité ou non d'un renforcement des enceintes de bâtiments réacteurs, celle de la construction d'une enceinte béton pour les bâtiments combustibles, la mise en place d'un récupérateur de corium sous la cuve et celle d'une enceinte géotechnique autour du réacteur, le niveau d'indépendance et de bunkérisation de la salle de commande et celui du noyau dur, ou pour finir le degré de maintenance préventive des équipements contribuant à la protection contre les agressions.

L'analyse de différents scénarios correspondant à différents niveaux d'exigences, et la déclinaison a priori du type de renforcements qui en découle, constitue un exercice intéressant pour rendre compte des différences induites en termes de niveau de sûreté et de modifications nécessaires des installations.

Cet exercice ne préjuge pas de la faisabilité détaillée de ces opérations et de la faisabilité de la démonstration du niveau de sûreté correspondant. Mais il permet de souligner l'écart majeur qui existe entre une interprétation a minima de nouvelles exigences, conduisant de fait à une dégradation de la sûreté réelle par la consommation des marges existantes, et une interprétation forte reposant notamment, pour renforcer la sûreté malgré le vieillissement, sur des travaux importants de renforcement de l'enceinte des réacteurs, d'ajout d'une enceinte pour les piscines d'entreposage, d'efforts de bunkerisation, de génie civil et de maintenance lourde.

En conséquence, ces quelques points cruciaux pour le niveau de sûreté recherché dans une éventuelle prolongation doivent être tranchés au plus vite.

L'élaboration de scénarios permet, pour finir, de proposer un éclairage important sur les conditions économiques d'une éventuelle prolongation de la durée de vie à 40 ans, grâce à une évaluation des coûts d'investissement unitaires associés aux différentes opérations listées dans ces scénarios.

Cette comparaison est utile à double titre. D'une part, elle doit permettre d'éclairer les évaluations proposées jusqu'ici par EDF, qui ont régulièrement augmenté au cours des cinq dernières années pour porter fin 2013 à 50 ou 55 Md€ le coût estimé du programme de grand carénage, sans connaître le détail des opérations comprises et des estimations de coûts associés. D'autre part, elle doit permettre d'identifier les écarts possibles entre les scénarios et les principaux facteurs constitutifs de ces écarts. Elles contribuent ainsi à mettre en lumière la nature des arbitrages à rendre, le cas échéant, entre la rentabilité d'éventuelles prolongations de réacteurs et le niveau de sûreté exigé.

L'évaluation proposée ici reste toutefois limitée et fragile. Elle l'est d'abord par les limites de son périmètre. Non seulement l'évaluation ne porte que sur une sélection d'opérations de renforcement identifiées, et ne peut donc prétendre à l'exhaustivité, mais elle ne prend surtout en compte que les coûts d'investissement de renforcement ou de maintenance lourde engendrés par ces opérations.

Ainsi, d'autres coûts potentiellement importants ne sont donc pas pris en compte. Les premiers sont les coûts de maintenance des équipements les plus diffus et de gestion de l'obsolescence, qui peuvent notamment nécessiter la constitution d'importants stocks de pièce, soit dans une logique de recouvrement lorsque plusieurs années sont nécessaires à la qualification d'une nouvelle pièce qui n'est plus fabriquée, soit dans une logique de stock de fin de vie lorsqu'une pièce ne va définitivement plus être fabriquée. Les seconds sont les coûts générés par l'augmentation prévisible de la durée et/ou de la fréquence des arrêts de réacteurs. Le vieillissement engendre en effet un risque croissant de défaillances, qui peuvent soit être évitées par une augmentation des durées d'arrêt programmés pour intégrer une maintenance préventive plus lourde, soit être gérées de façon réactive au prix d'une multiplication des arrêts consécutifs à des incidents.

Cette évaluation est également fragile par manque de données chiffrées sur les coûts pour faire une évaluation précise et documentée. Elle procède ainsi sur de nombreux postes, qui constituent des opérations relativement inédites sur les réacteurs sous des aspects techniques ou par l'ampleur envisagée, par analogie et extrapolations avec des opérations déjà réalisées et dont les informations publiques fournies par EDF (ou dans certains cas, par d'autres opérateurs à l'étranger) permettent de connaître les coûts. De plus, l'expérience montre que les coûts prévisionnels annoncés en général par les exploitants sont significativement inférieurs aux coûts constatés des opérations une fois réalisées. Cette incertitude est traitée par l'application de fourchettes larges autour des estimations centrales retenues.

Les chiffres ainsi obtenus ne constituent donc que des ordres de grandeur, mais ils sont suffisamment éclairants sur les enjeux qui peuvent lier les exigences de sûreté et celles de rentabilité pour alerter sur les risques que cela représente et pour appeler à la production de données plus précises. Ainsi, l'influence du niveau d'exigences sur le coût de renforcement apparaît très clairement : la fourchette de coût, même large, d'un scénario bas (220 à 520 M€ environ par réacteur) reste dans tous les cas plus basse que celle d'un scénario médian (770 M€ à 2 Md€), elle même toujours inférieure à celle d'un scénario haut (2,5 à 6,2 Md€). De plus, l'écart provient pour plus de la moitié de quelques postes qui font figure de points cruciaux dans un référentiel adapté à l'application d'exigences post-Fukushima a des réacteurs de plus de 40 ans, principalement autour du niveau d'indépendance et de robustesse des noyaux durs d'une part, de la création d'une enceinte pour la piscine d'autre part.

Les coûts de renforcement des réacteurs associés à une éventuelle prolongation de la durée de vie restent très incertains, dans la mesure d'une part où le périmètre des opérations concernées n'est pas défini et d'autre part où l'estimation du coût de ces opérations, souvent inédites, reste difficile. En l'absence de références, l'application de ces estimations à différents scénarios éclaire toutefois la question des coûts.

Il ressort en premier lieu que le coût, qui pourrait être limité aux environs de 500 M€ par réacteur dans une perspective de sûreté dégradée incompatible avec les exigences tirées de Fukushima, risque en revanche d'atteindre 1,5 Md€ par réacteur dans un scénario

d'exigences plus marquées, et pourrait dépasser 4 Md€ dans une démarche d'application systématique des meilleures garanties de sûreté s'approchant des exigences fixées pour de nouveaux réacteurs.

Ce coût risque donc d'être très supérieur au coût annoncé par EDF pour son plan de « grand carénage », qui correspond à moins de 1 Md€ par réacteur. De plus, quelques postes clés pour le renforcement de la sûreté, liés pour l'essentiel à la bunkérisation d'éléments vitaux pour la sûreté des réacteurs, concentrent dans toutes les fourchettes près de la moitié du coût total.

Ces résultats confirment le risque que fait peser sur les exigences de sûreté la rentabilité d'éventuelles prolongations et la nécessité de clarifier, avant toute décision, les enjeux économiques de ces opérations.

Annexe

VERSION PROVISOIRE

Tableau 19 Réacteurs français en exploitation et en construction - (1) Principales caractéristiques

Réacteur	Com- mande	Palier	Puissance ^a (MW)			Nb. boucles ^b	Aéro- réfrig. ^c	Source froide	DAC ^y	Usage MOX ^z
			nette	brute	therm.					
Fessenheim-1	1970	CP0	880	920	2.660	3	Non	Fleuve (Rhin)	03/02/72	Non
Fessenheim-2	1970	CP0	880	920	2.660	3	Non	Fleuve (Rhin)	03/02/72	Non
Bugey-2	70-74	CP0	910	945	2.785	3	Non	Rivière (Ain)	20/11/72	Non
Bugey-3	70-74	CP0	910	945	2.785	3	Non	Rivière (Ain)	20/11/72	Non
Bugey-4	70-74	CP0	880	917	2.785	3	Oui	Rivière (Ain)	27/09/76	Non
Bugey-5	70-74	CP0	880	917	2.785	3	Oui	Rivière (Ain)	27/09/76	Non
Gravelines-1	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Mer	24/10/77	18/12/81
Dampierre-1	74-80	CP1	890	937	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	14/06/76	24/10/96
Tricastin-1	74-80	CP1	915	955	2.785	3	Non	Fleuve (Rhône)	02/07/76	25/07/80
Tricastin-2	74-80	CP1	915	955	2.785	3	Non	Fleuve (Rhône)	02/07/76	25/07/80
Gravelines-2	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Mer	24/10/77	18/12/81
Dampierre-2	74-80	CP1	890	937	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	14/06/76	24/10/96
Gravelines-3	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Mer	24/10/77	18/12/81
St-Laurent-B1	75-80	CP2	915	956	2.785	3	Oui	Fleuve (Rhône)	08/03/78	12/10/87
Dampierre-3	74-80	CP1	890	937	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	14/06/76	24/10/96
Tricastin-3	74-80	CP1	915	955	2.785	3	Non	Fleuve (Rhône)	02/07/76	25/07/80
St-Laurent-B2	75-80	CP2	915	956	2.785	3	Oui	Fleuve (Rhône)	08/03/78	05/08/88
Le Blayais-1	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Estuaire (Gironde)	14/06/76	02/09/97
Tricastin-4	74-80	CP1	915	955	2.785	3	Non	Fleuve (Rhône)	02/07/76	25/07/80
Gravelines-4	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Mer	24/10/77	18/12/81
Dampierre-4	74-80	CP1	890	937	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	14/06/76	24/10/96
Le Blayais-2	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Estuaire (Gironde)	14/06/76	25/05/94
Chinon-B1	75-80	CP2	905	954	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	04/12/79	21/07/98
Cruas-1	75-80	CP2	915	956	2.785	3	Oui	Fleuve (Rhône)	08/12/80	Non
Le Blayais-4	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Estuaire (Gironde)	05/02/80	28/05/13
Le Blayais-3	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Estuaire (Gironde)	05/02/80	28/05/13
Chinon-B2	75-80	CP2	905	954	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	04/12/79	21/07/98
Cruas-3	75-80	CP2	915	956	2.785	3	Oui	Fleuve (Rhône)	08/12/80	Non
Paluel-1	75-80	P4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	10/11/78	Non
Gravelines-5	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Mer	18/12/81	02/11/07
Cruas-2	75-80	CP2	915	956	2.785	3	Oui	Fleuve (Rhône)	08/12/80	Non
Paluel-2	75-80	P4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	10/11/78	Non
Cruas-4	75-80	CP2	915	956	2.785	3	Oui	Fleuve (Rhône)	08/12/80	Non
Gravelines-6	74-80	CP1	910	951	2.785	3	Non	Mer	18/12/81	02/11/07
Saint-Alban-1	75-80	P4	1.335	1.335	3.817	4	Non	Fleuve (Rhône)	12/11/81	Non
Paluel-3	75-80	P4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	03/04/81	Non
Flamanville-1	75-80	P4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	21/12/79	Non
Paluel-4	75-80	P4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	03/04/81	Non
Saint-Alban-2	75-80	P4	1.335	1.381	3.817	4	Non	Fleuve (Rhône)	12/11/81	Non
Flamanville-2	75-80	P4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	21/12/79	Non
Chinon-B3	75-80	CP2	905	954	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	07/10/82	21/07/98
Cattenom-1	80-83	P'4	1.300	1.362	3.817	4	Oui	Rivière (Moselle)	24/06/82	Non
Cattenom-2	80-83	P'4	1.300	1.362	3.817	4	Oui	Rivière (Moselle)	24/06/82	Non
Belleville-1	80-83	P'4	1.310	1.363	3.817	4	Oui	Fleuve (Loire)	15/09/82	Non
Nogent-1	80-83	P'4	1.310	1.363	3.817	4	Oui	Fleuve (Loire)	28/09/82	Non
Chinon-B4	80-83	CP2	905	954	2.785	3	Oui	Fleuve (Loire)	07/10/82	21/07/98
Belleville-2	80-83	P'4	1.310	1.363	3.817	4	Oui	Fleuve (Loire)	15/09/82	Non
Nogent-2	80-83	P'4	1.310	1.363	3.817	4	Oui	Fleuve (Seine)	28/09/82	Non
Penly-1	80-83	P'4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	23/02/83	Non
Golfech-1	80-83	P'4	1.310	1.363	3.817	4	Oui	Rivière (Garonne)	03/03/83	Non
Cattenom-3	80-83	P'4	1.300	1.362	3.817	4	Oui	Rivière (Moselle)	24/06/82	Non
Cattenom-4	80-83	P'4	1.300	1.362	3.817	4	Oui	Rivière (Moselle)	29/02/84	Non
Penly-2	80-83	P'4	1.330	1.382	3.817	4	Non	Mer	03/10/84	Non
Golfech-2	80-83	P'4	1.310	1.363	3.817	4	Oui	Rivière (Garonne)	31/07/85	Non
Chooz-1	84-93	N4	1.500	1.560	4.270	4	Oui	Rivière (Meuse)	09/10/84	Non
Chooz-2	84-93	N4	1.500	1.560	4.270	4	Oui	Rivière (Meuse)	18/02/86	Non
Civaux-1	84-93	N4	1.495	1.561	4.270	4	Oui	Rivière (Vienne)	06/12/93	Non
Civaux-2	84-93	N4	1.495	1.561	4.270	4	Oui	Rivière (Vienne)	06/12/93	Non
Flamanville-3	2005	EPR	1.600	1.650	4.300	4	Non	Mer	10/04/07	Non
Moyenne	—	—	1.088^x	1.135^x	3.239^x	—	—	—	—	—

Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, OPECST

Tableau 14 Réacteurs français en exploitation et en construction - (2) Construction et démarrage

Réacteur	Constr. 1 ^{er} béton	→ ans	EHY ^d n°0	→ mois	1 ^{er} charg. ^e	→ mois	Diver- gence	→ mois	Cou- plage	→ mois	MSI ^f
Fessenheim-1	01/09/71	4,5	12/03/76	9,0	13/12/76	2,8	07/03/77	1,0	06/04/77	8,9	01/01/78
Fessenheim-2	01/02/72	4,7	06/10/76	5,7	28/03/77	3,0	27/06/77	3,3	07/10/77	5,8	01/04/78
Bugey-2	01/11/72	4,4	07/04/77	9,5	23/01/78	2,9	20/04/78	0,7	10/05/78	9,7	01/03/79
Bugey-3	01/09/73	4,1	22/09/77	9,0	22/06/78	2,3	31/08/78	0,7	21/09/78	5,3	01/03/79
Bugey-4	01/06/74	4,1	29/06/78	6,2	05/01/79	1,4	17/02/79	0,6	08/03/79	3,8	01/07/79
Bugey-5	01/07/74	4,3	20/10/78	7,5	05/06/79	1,3	15/07/79	0,5	31/07/79	5,1	03/01/80
Gravelines-1	01/02/75	3,8	08/11/78	11,5	25/10/79	3,9	21/02/80	0,7	13/03/80	8,4	25/11/80
Dampierre-1	01/02/75	4,0	14/02/79	9,0	15/11/79	4,0	15/03/80	0,3	23/03/80	5,6	10/09/80
Tricastin-1	01/11/74	4,0	02/11/78	12,1	07/11/79	3,5	21/02/80	3,3	31/05/80	6,0	01/12/80
Tricastin-2	01/12/74	4,5	12/06/79	11,4	25/05/80	1,9	22/07/80	0,5	07/08/80	3,8	01/12/80
Gravelines-2	01/03/75	4,4	12/07/79	11,1	15/06/80	1,6	02/08/80	0,8	26/08/80	3,5	10/12/80
Dampierre-2	01/04/75	4,6	26/11/79	11,0	28/10/80	1,2	05/12/80	0,2	10/12/80	2,2	16/02/81
Gravelines-3	01/12/75	4,3	06/03/80	7,4	17/10/80	1,4	30/11/80	0,4	12/12/80	5,6	01/06/81
St-Laurent-B1	01/05/76	3,8	07/02/80	8,3	18/10/80	2,6	04/01/81	0,6	21/01/81	30,2	01/08/83
Dampierre-3	01/09/75	4,8	06/06/80	6,2	12/12/80	1,4	25/01/81	0,2	30/01/81	3,8	27/05/81
Tricastin-3	01/04/75	5,0	18/04/80	6,0	17/10/80	1,4	29/11/80	2,4	10/02/81	3,0	11/05/81
St-Laurent-B2	01/07/76	4,1	13/08/80	6,3	20/02/81	2,7	12/05/81	0,7	01/06/81	25,9	01/08/83
Le Blayais-1	01/01/77	3,5	03/07/80	7,2	07/02/81	3,3	20/05/81	0,8	12/06/81	5,6	01/12/81
Tricastin-4	01/05/75	5,5	21/10/80	6,1	24/04/81	1,2	31/05/81	0,4	12/06/81	4,7	01/11/81
Gravelines-4	01/04/76	4,6	18/11/80	5,2	25/04/81	1,2	31/05/81	0,5	14/06/81	3,6	01/10/81
Dampierre-4	01/12/75	5,0	04/12/80	6,6	23/06/81	1,4	05/08/81	0,4	18/08/81	3,1	20/11/81
Le Blayais-2	01/01/77	4,6	23/07/81	6,3	31/01/82	4,9	28/06/82	0,6	17/07/82	16,5	01/12/83
Chinon-B1	01/03/77	4,3	19/06/81	10,4	03/05/82	5,8	28/10/82	1,1	30/11/82	14,0	01/02/84
Cruas-1	01/08/78	4,1	24/08/82	5,1	28/01/83	2,1	02/04/83	0,9	29/04/83	11,1	02/04/84
Le Blayais-4	01/04/78	4,3	12/07/82	7,4	22/02/83	2,2	01/05/83	0,5	16/05/83	4,5	01/10/83
Le Blayais-3	01/04/78	4,5	07/10/82	6,0	09/04/83	3,6	29/07/83	0,6	17/08/83	2,9	14/11/83
Chinon-B2	01/03/77	4,8	16/12/81	19,3	29/07/83	1,8	23/09/83	2,2	29/11/83	8,1	01/08/84
Cruas-3	15/04/79	4,1	31/05/83	7,5	14/01/84	2,8	09/04/84	1,1	14/05/84	3,6	01/09/84
Paluel-1	15/08/77	6,5	15/02/84	-1,6	29/12/83	4,5	13/05/84	1,3	22/06/84	17,3	01/12/85
Gravelines-5	01/10/79	4,1	24/11/83	6,6	11/06/84	1,8	05/08/84	0,8	28/08/84	4,6	15/01/85
Cruas-2	15/11/78	4,0	03/12/82	9,6	23/09/83	10,3	01/08/84	1,2	06/09/84	6,8	01/04/85
Paluel-2	01/01/78	5,4	16/06/83	11,3	27/05/84	2,5	11/08/84	1,1	14/09/84	14,5	01/12/85
Cruas-4	01/10/79	4,1	24/11/83	8,2	30/07/84	2,1	01/10/84	0,9	27/10/84	3,5	11/02/85
Gravelines-6	01/10/79	5,0	18/10/84	7,3	30/05/85	1,7	21/07/85	0,4	01/08/85	2,8	25/10/85
Saint-Alban-1	29/01/79	5,2	19/04/84	10,6	07/03/85	4,9	04/08/85	0,9	30/08/85	8,0	01/05/86
Paluel-3	01/02/79	5,5	02/08/84	8,4	15/04/85	3,7	07/08/85	1,8	30/09/85	4,1	01/02/86
Flamanville-1	01/12/79	4,8	02/10/84	7,7	24/05/85	4,2	29/09/85	2,2	04/12/85	11,9	01/12/86
Paluel-4	01/02/80	5,6	05/09/85	5,6	22/02/86	1,1	29/03/86	0,4	11/04/86	1,7	01/06/86
Saint-Alban-2	31/07/79	5,8	21/05/85	9,9	20/03/86	2,6	07/06/86	0,9	03/07/86	7,9	01/03/87
Flamanville-2	01/05/80	5,3	03/09/85	7,2	11/04/86	2,0	12/06/86	1,2	18/07/86	7,7	09/03/87
Chinon-B3	01/10/80	5,2	10/12/85	6,8	06/07/86	2,4	18/09/86	1,0	20/10/86	4,4	04/03/87
Cattenom-1	29/10/79	6,1	12/12/85	7,0	12/07/86	3,4	24/10/86	0,7	13/11/86	4,6	01/04/87
Cattenom-2	28/07/80	6,0	29/07/86	9,5	16/05/87	2,7	07/08/87	1,3	17/09/87	4,5	01/02/88
Belleville-1	01/05/80	6,5	16/10/86	8,3	26/06/87	2,5	09/09/87	1,1	14/10/87	7,6	01/06/88
Nogent-1	26/05/81	5,5	10/12/86	6,9	07/07/87	2,2	12/09/87	1,2	20/10/87	4,2	24/02/88
Chinon-B4	01/02/81	5,6	23/09/86	9,4	06/07/87	3,2	13/10/87	1,0	14/11/87	4,6	01/04/88
Belleville-2	01/08/80	6,9	09/07/87	7,0	09/02/88	3,5	25/05/88	1,4	06/07/88	5,9	01/01/89
Nogent-2	01/01/82	5,9	15/12/87	7,3	26/07/88	2,3	04/10/88	2,3	14/12/88	4,5	01/05/89
Penly-1	01/09/82	6,4	26/01/89	9,9	23/11/89	4,2	01/04/90	1,1	04/05/90	6,9	01/12/90
Golfech-1	17/11/82	6,3	23/03/89	8,7	12/12/89	4,4	24/04/90	1,4	07/06/90	7,8	01/02/91
Cattenom-3	15/06/82	6,0	10/06/88	16,6	30/10/89	3,6	16/02/90	4,6	06/07/90	6,9	01/02/91
Cattenom-4	28/09/83	6,6	10/05/90	9,1	13/02/91	2,6	04/05/91	0,8	27/05/91	7,2	01/01/92
Penly-2	01/08/84	6,4	08/01/91	9,0	10/10/91	3,0	10/01/92	0,8	04/02/92	8,9	01/11/92
Golfech-2	01/10/84	7,4	28/02/92	11,6	17/02/93	3,0	21/05/93	0,9	18/06/93	8,5	04/03/94
Chooz-1	01/01/84	10,2	30/03/94	19,1	03/11/95	8,7	25/07/96	1,2	30/08/96	44,4	15/05/00
Chooz-2	31/12/85	8,7	01/09/94	24,0	03/09/96	6,2	10/03/97	1,0	10/04/97	41,6	29/09/00
Civaux-1	15/10/88	7,7	20/06/96	14,9	18/09/97	2,4	29/11/97	0,8	24/12/97	49,1	29/01/02
Civaux-2	01/04/91	6,7	17/12/97	17,4	01/06/99	5,9	27/11/99	0,9	24/12/99	27,9	23/04/02
Flamanville-3	01/09/07	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Moyenne	—	5,2	—	9,1	—	3,1	—	1,1	—	9,6	—

Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, OPECST

Tableau 19 Réacteurs français en exploitation et en construction - (3) Visites décennales

Réacteur	→ mois	VC ^g EHY ^d n°1	→ ans	VD1 ^h EHY ^d n°2	→ ans ^k	VD2 ^h EHY ^d n°3	→ ans ^m	Fin VD3 ^h	→ mois ^o	→ Décision ^q	Type
Fessenheim-1	15,0	04/04/79	10,2	01/07/89	10,4	28/11/99	10,3	24/03/10	32,6	11/12/12	Avis+Déc°
Fessenheim-2	16,1	04/08/79	10,7	25/04/90	10,3	23/08/00	10,5	06/03/11	25,5	23/04/13	Déc°
Bugey-2	17,4	14/08/80	9,4	08/01/90	10,8	26/10/00	10,0	16/11/10	19,7	10/07/12	Avis
Bugey-3	25,3	12/04/81	10,4	23/09/91	10,8	19/07/02	11,4	—	—	—	—
Bugey-4	14,4	13/09/80	10,0	30/09/90	10,8	26/07/01	9,9	25/06/11	25,0	25/07/13	Déc°
Bugey-5	14,1	07/03/81	10,0	29/03/91	10,6	16/11/01	10,1	20/12/11	24,3	—	—
Gravelines-1	10,6	15/10/81	9,1	09/11/90	10,6	02/07/01	10,7	21/03/12	21,3	—	—
Dampierre-1	11,5	26/08/81	8,8	30/05/90	10,6	22/01/01	10,5	13/08/11	28,6	—	—
Tricastin-1	9,7	24/09/81	8,8	02/08/90	8,5	08/02/99	10,5	30/08/09	20,8	27/05/11	Avis+Déc°
Tricastin-2	14,5	17/02/82	9,1	14/03/91	9,4	23/08/00	10,7	26/05/11	31,1	—	—
Gravelines-2	17,3	14/05/82	9,2	14/08/91	10,7	09/05/02	11,4	28/09/13	3,1	—	—
Dampierre-2	13,6	06/04/82	9,4	06/09/91	11,2	08/11/02	9,5	18/05/12	19,4	—	—
Gravelines-3	13,6	22/07/82	10,0	22/07/92	9,5	19/01/02	10,8	31/10/12	14,0	—	—
St-Laurent-B1	9,7	22/05/84	11,4	23/10/95	9,8	30/08/05	8,3	—	—	—	—
Dampierre-3	13,3	08/07/82	9,9	19/05/92	11,0	17/05/03	10,6	—	—	—	—
Tricastin-3	13,3	22/06/82	10,0	10/07/92	9,5	28/12/01	10,7	09/09/12	15,7	—	—
St-Laurent-B2	2,0	30/09/83	9,4	15/03/93	10,5	20/09/03	9,9	03/09/13	3,9	—	—
Le Blayais-1	15,2	09/03/83	9,6	29/09/92	10,3	04/01/03	9,5	20/07/12	17,3	—	—
Tricastin-4	2,8	25/01/82	10,9	22/12/92	11,4	22/05/04	9,6	—	—	—	—
Gravelines-4	16,2	07/02/83	10,0	07/02/93	10,4	19/07/03	10,4	—	—	—	—
Dampierre-4	16,0	24/03/83	10,0	06/04/93	11,2	15/06/04	9,5	—	—	—	—
Le Blayais-2	7,8	28/09/83	9,6	29/04/93	10,0	03/05/03	10,7	—	—	—	—
Chinon-B1	4,8	26/06/84	9,8	01/04/94	9,2	21/06/03	10,5	—	—	—	—
Cruas-1	13,1	06/05/85	10,2	17/07/95	9,9	15/06/05	8,5	—	—	—	—
Le Blayais-4	8,6	19/06/84	10,8	20/04/95	10,5	09/10/05	8,2	—	—	—	—
Le Blayais-3	12,2	19/11/84	9,7	12/08/94	10,3	15/12/04	9,0	—	—	—	—
Chinon-B2	12,0	01/08/85	10,9	15/07/96	10,4	15/12/06	7,0	—	—	—	—
Cruas-3	11,2	17/08/85	8,8	24/06/94	10,0	15/07/04	9,5	—	—	—	—
Paluel-1	8,9	29/08/86	9,9	21/07/96	10,1	15/08/06	7,4	—	—	—	—
Gravelines-5	13,3	25/02/86	10,6	04/10/96	9,7	19/06/06	7,5	—	—	—	—
Cruas-2	25,2	11/05/87	10,0	16/05/97	10,2	15/07/07	6,5	—	—	—	—
Paluel-2	5,4	14/05/86	9,2	27/07/95	10,0	14/08/05	8,4	—	—	—	—
Cruas-4	14,4	26/04/86	10,2	28/06/96	10,5	01/01/07	7,0	—	—	—	—
Gravelines-6	10,8	18/09/86	10,7	03/06/97	10,5	17/12/07	6,0	—	—	—	—
Saint-Alban-1	12,0	02/05/87	10,3	08/09/97	10,4	25/01/08	5,9	—	—	—	—
Paluel-3	10,1	07/12/86	10,1	31/01/97	10,7	18/10/07	6,2	—	—	—	—
Flamanville-1	7,0	01/07/87	10,2	25/09/97	10,8	11/07/08	5,5	—	—	—	—
Paluel-4	27,0	02/09/88	9,9	10/08/98	10,3	12/12/08	5,0	—	—	—	—
Saint-Alban-2	15,5	15/06/88	9,9	26/04/98	10,3	15/08/08	5,4	—	—	—	—
Flamanville-2	12,8	01/04/88	9,9	13/03/98	10,7	15/12/08	5,0	—	—	—	—
Chinon-B3	16,9	01/08/88	11,0	02/08/99	9,9	30/06/09	4,5	—	—	—	—
Cattenom-1	13,3	10/05/88	9,6	08/12/97	8,8	18/09/06	7,3	—	—	—	—
Cattenom-2	13,9	31/03/89	9,2	23/06/98	10,2	25/08/08	5,3	—	—	—	—
Belleville-1	13,8	27/07/89	10,7	12/04/00	10,3	05/08/10	3,4	—	—	—	—
Nogent-1	14,6	14/05/89	9,4	30/09/98	11,0	02/10/09	4,2	—	—	—	—
Chinon-B4	16,8	25/08/89	10,5	14/02/00	4,6	24/09/04	9,3	—	—	—	—
Belleville-2	15,1	06/04/90	9,3	26/07/99	10,1	17/09/09	4,3	—	—	—	—
Nogent-2	13,7	24/06/90	8,7	03/03/99	11,1	28/04/10	3,7	—	—	—	—
Penly-1	18,6	19/06/92	9,9	16/05/02	9,6	26/12/11	2,0	—	—	—	—
Golfech-1	13,0	02/03/92	9,1	19/04/01	11,2	22/07/12	1,4	—	—	—	—
Cattenom-3	12,6	19/02/92	9,1	30/03/01	10,1	22/04/11	2,7	—	—	—	—
Cattenom-4	11,6	19/12/92	10,3	29/03/03	10,3	03/07/13	0,5	—	—	—	—
Penly-2	7,9	30/06/93	10,8	15/04/04	9,7	—	—	—	—	—	—
Golfech-2	14,2	12/05/95	8,9	15/04/04	9,7	—	—	—	—	—	—
Chooz-1	-6,1 ⁱ	10/11/99	10,8	30/08/10	3,3	—	—	—	—	—	—
Chooz-2	-3,9 ⁱ	02/06/00	9,1	23/07/09	4,4	—	—	—	—	—	—
Civaux-1	-8,9 ⁱ	03/05/01	10,6	04/12/11	2,1	—	—	—	—	—	—
Civaux-2	-3,8 ⁱ	27/12/01	10,8	01/10/12	1,2	—	—	—	—	—	—
Flamanville-3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Moyenne	13,1^j	—	9,9	—	10,2^k	—	10,4ⁿ	—	24,5^p	—	—

Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, OPECST

Tableau 19 Réacteurs français en exploitation et en construction - (4) Bilan, âge et production

Réacteur	Durée ^r		Âge (ans) depuis ^s			Nb. VD	Délai par VD ^u	Prod. ^v (TWh)	Kd ^w (%)	Ku ^w (%)	Kp ^w (%)
	Constr.	MSI	Constr.	Coupl.	MSI						
Fessenheim-1	5,6	0,7	42,3	36,7	36,0	3	11,0	184,61	72,3	94,1	68,0
Fessenheim-2	5,7	0,5	41,9	36,2	35,7	3	11,1	185,06	73,8	93,0	68,6
Bugey-2	5,5	0,8	41,1	35,6	34,8	3	10,8	185,78	74,7	91,0	68,0
Bugey-3	5,0	0,4	40,3	35,2	34,8	2	11,9	177,25	72,7	89,7	65,2
Bugey-4	4,8	0,3	39,5	34,8	34,5	3	10,8	178,98	75,7	90,4	68,4
Bugey-5	5,1	0,4	39,5	34,4	34,0	3	10,8	181,19	78,3	89,8	70,3
Gravelines-1	5,1	0,7	38,9	33,8	33,1	3	10,7	180,35	76,9	91,0	70,0
Dampierre-1	5,1	0,5	38,9	33,7	33,3	3	10,5	181,98	77,6	92,5	71,8
Tricastin-1	5,6	0,5	39,1	33,6	33,0	3	9,8	189,45	79,7	91,5	72,9
Tricastin-2	5,7	0,3	39,0	33,4	33,0	3	10,3	187,31	79,0	91,6	72,4
Gravelines-2	5,5	0,3	38,8	33,3	33,0	3	11,0	190,16	80,5	91,9	74,0
Dampierre-2	5,7	0,2	38,7	33,0	32,8	3	10,5	174,70	78,9	88,7	70,0
Gravelines-3	5,0	0,5	38,0	33,0	32,6	3	10,6	185,76	79,1	92,4	73,1
St-Laurent-B1	4,7	2,5	37,6	32,9	30,4	2	12,3	174,24	78,9	93,2	73,5
Dampierre-3	5,4	0,3	38,3	32,9	32,6	2	11,1	182,66	79,6	92,5	73,6
Tricastin-3	5,9	0,2	38,7	32,9	32,6	3	10,5	191,14	80,2	93,4	74,9
St-Laurent-B2	4,9	2,2	37,5	32,6	30,4	3	10,7	172,84	78,8	90,9	71,6
Le Blayais-1	4,4	0,5	37,0	32,5	32,1	3	10,4	178,79	78,7	91,1	71,7
Tricastin-4	6,1	0,4	38,6	32,5	32,1	2	11,5	186,93	82,2	90,5	74,4
Gravelines-4	5,2	0,3	37,7	32,5	32,2	2	11,0	189,23	81,1	93,2	75,6
Dampierre-4	5,7	0,3	38,0	32,3	32,1	2	11,4	174,14	78,9	90,5	71,4
Le Blayais-2	5,5	0,5	37,0	31,4	30,9	2	10,4	185,46	82,5	93,1	76,8
Chinon-B1	5,7	1,2	36,8	31,1	29,9	2	10,3	170,67	79,0	92,7	73,2
Cruas-1	4,7	0,9	35,4	30,6	29,7	2	11,1	163,92	80,7	88,7	71,6
Le Blayais-4	5,1	0,4	35,7	30,6	30,2	2	11,2	177,43	82,1	92,0	75,5
Le Blayais-3	5,4	0,2	35,7	30,3	30,1	2	10,7	181,45	83,0	93,6	77,7
Chinon-B2	6,7	0,7	36,8	30,1	29,4	2	11,5	167,94	80,0	92,8	74,2
Cruas-3	5,1	0,3	34,7	29,6	29,3	2	10,1	163,82	82,2	87,8	72,2
Paluel-1	6,8	1,4	36,3	29,5	28,1	2	11,1	229,74	79,2	89,9	71,2
Gravelines-5	4,9	0,4	34,2	29,3	28,9	2	10,9	169,29	81,9	92,1	75,4
Cruas-2	5,8	0,6	35,1	29,3	28,7	2	11,4	163,30	80,4	90,8	73,0
Paluel-2	6,7	1,2	36,0	29,3	28,1	2	10,4	224,03	76,9	90,1	69,3
Cruas-4	5,1	0,3	34,2	29,1	28,9	2	11,1	159,51	79,6	89,9	71,6
Gravelines-6	5,8	0,2	34,2	28,4	28,2	2	11,2	168,54	81,7	94,6	77,3
Saint-Alban-1	6,6	0,7	34,9	28,3	27,6	2	11,2	211,84	75,7	88,2	66,8
Paluel-3	6,7	0,3	34,9	28,2	27,9	2	11,0	213,37	74,1	91,1	67,5
Flamanville-1	6,0	1,0	34,1	28,0	27,1	2	11,3	212,23	75,9	90,4	68,6
Paluel-4	6,2	0,1	33,9	27,7	27,6	2	11,3	222,08	79,1	90,4	71,5
Saint-Alban-2	6,9	0,7	34,4	27,5	26,8	2	11,0	205,58	77,3	87,2	67,4
Flamanville-2	6,2	0,6	33,6	27,4	26,8	2	11,2	216,91	78,9	90,0	71,0
Chinon-B3	6,0	0,4	33,2	27,2	26,8	2	11,3	151,48	80,2	91,5	73,4
Cattenom-1	7,0	0,4	34,1	27,1	26,7	2	9,9	206,35	75,4	92,6	69,8
Cattenom-2	7,1	0,4	33,4	26,3	25,9	2	10,5	207,39	79,9	90,6	72,4
Belleville-1	7,4	0,6	33,6	26,2	25,6	2	11,4	201,90	77,2	91,2	70,4
Nogent-1	6,4	0,3	32,6	26,2	25,8	2	11,0	204,92	78,6	90,6	71,2
Chinon-B4	6,8	0,4	32,9	26,1	25,7	2	8,4	146,44	81,1	91,4	74,1
Belleville-2	7,9	0,5	33,4	25,5	25,0	2	10,6	200,92	79,9	90,4	72,2
Nogent-2	6,9	0,4	32,0	25,0	24,6	2	10,7	204,10	82,3	90,5	74,5
Penly-1	7,7	0,6	31,3	23,6	23,1	2	10,8	196,91	82,3	92,1	75,8
Golfech-1	7,5	0,7	31,1	23,5	22,9	2	11,1	193,08	85,1	89,1	75,8
Cattenom-3	8,0	0,6	31,5	23,5	22,9	2	10,4	186,78	80,9	91,5	74,0
Cattenom-4	7,7	0,6	30,2	22,6	22,0	2	11,0	188,48	85,3	91,3	77,9
Penly-2	7,5	0,7	29,4	21,9	21,1	1	12,2	183,38	84,0	92,4	77,6
Golfech-2	8,7	0,7	29,2	20,5	19,8	1	10,8	167,65	85,7	88,9	76,2
Chooz-1	12,7	3,7	30,0	17,3	13,6	1	14,0	141,80	82,1	95,6	78,5
Chooz-2	11,3	3,5	28,0	16,7	13,2	1	12,3	135,39	83,6	90,4	75,6
Civaux-1	9,2	4,1	25,2	16,0	11,9	1	13,9	125,50	80,2	96,3	77,2
Civaux-2	8,7	2,3	22,7	14,0	11,7	1	12,8	121,99	81,1	93,1	75,5
Flamanville-3	—	—	6,3	—	—	—	—	—	—	—	—
Moyenne	6,4	0,8	35,2^t	28,8	28,1	2,2	11,0	182,83	79,5	91,3	72,6

Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, OPECST

Notes :

- a. Les puissances indiquées sont respectivement la puissance continue nette (PCN) nominale du réacteur, sa puissance brute électrique, et sa puissance thermique.
- b. Nombre de boucles de refroidissement du circuit primaire (et de générateurs de vapeur).
- c. Présence ou non d'aéroréfrigérants.
- d. Des épreuves hydrauliques du circuit primaire, ou EHY, ont lieu à intervalle théoriquement régulier, de même que des épreuves de tenue à l'étanchéité de l'enceinte. Une première épreuve, EHY n°0, est réalisée à froid, avant le premier chargement du réacteur en combustible. Une nouvelle épreuve, EHY n°1, est ensuite réalisée au cours d'une visite complète qui suit la mise en service industrielle, puis des épreuves sont réalisées au cours des visites décennales suivantes (EHY n°2 au cours de la 1^{ère} visite décennale, etc.).
- e. Premier chargement en combustible du réacteur.
- f. Mise en service industrielle du réacteur.
- g. Visite complète qui suit la mise en service industrielle.
- h. Les visites décennales, ou VD, ont lieu tous les dix ans après la première visite complète. Tous les réacteurs, tous paliers confondus, ont depuis octobre 2012 passé leur VD1. L'ensemble des réacteurs, à l'exception des 4 tranches du palier N4 et de quelques réacteurs parmi les plus récents du palier P4-P'4, ont passé leur VD2. Enfin, 15 réacteurs parmi les plus anciens ont passé leur VD3.
- i. Pour les 4 réacteurs du palier N4, la visite complète, et la première mise en épreuve hydraulique après chargement sont intervenues plus de 3 ans après le premier couplage pour Chooz-1 et 2 et Civaux-1, et plus de 2 ans après pour Civaux-2, mais elles ont précédé de quelques mois les mises en service industrielles.
- j. La moyenne du délai entre MSI et visite complète est, compte tenu de la note précédente, calculée pour l'ensemble du parc hors palier N4. La moyenne du délai entre le couplage et la visite complète avec l'épreuve hydraulique n°1 est de 21,2 mois pour l'ensemble du parc, palier N4 inclus.
- k. Le délai indiqué est, selon les cas, le temps écoulé entre la VD1 et la VD2 lorsque celle-ci a eu lieu, ou le temps écoulé depuis la VD1 au 31 décembre 2013 lorsque la VD1 reste la dernière visite décennale en date.
- l. La moyenne calculée porte sur le délai entre VD1 et VD2 pour les seuls réacteurs ayant effectivement passé ces deux visites. Le temps moyen écoulé depuis la VD1 pour les réacteurs en attente de VD2 s'établit au 31 décembre 2013 à 5,1 ans.
- m. Le délai indiqué est, selon les cas, le temps écoulé entre la VD2 et la VD3 lorsque celle-ci a eu lieu, ou le temps écoulé depuis la VD2 au 31 décembre 2013 lorsque la VD2 reste la dernière visite décennale en date.
- n. La moyenne calculée porte sur le délai entre VD2 et VD3 pour les seuls réacteurs ayant effectivement passé ces deux visites. Le temps moyen écoulé depuis la VD2 pour les réacteurs en attente de VD3 s'établit au 31 décembre 2013 à 6,7 ans.
- o. Le délai indiqué est, selon les cas, le temps écoulé entre la VD3 et la décision de l'ASN lorsque celle-ci a été publiée, ou le temps écoulé depuis la VD3 au 31 décembre 2013 lorsque la décision reste en attente.
- p. La moyenne calculée porte sur le délai moyen entre la VD3 et la décision pour les seuls réacteurs ayant effectivement fait l'objet d'une décision post-VD3 de l'ASN. Le temps moyen écoulé depuis la VD3 pour les réacteurs en attente de décision post-VD3 s'établit au 31 décembre 2013 à 17,9 mois.
- q. La date de décision post-VD3 indiquée est celle de la dernière décision en date. En particulier, la date retenue est celle de la décision, assortie de prescriptions, lorsque celle-ci a suivi un avis publié antérieurement. Dans le cas particulier de Fessenheim-1, où une seconde décision en date du 11 décembre 2012 est venue modifier une première décision en date du 4 novembre 2011, c'est la date la plus récente qui est retenue.
- r. Les durées calculées, en années, sont respectivement la durée de construction entre le 1^{er} béton et le couplage au réseau, et la durée de mise en service industrielle, entre le couplage et la MSI.
- s. L'âge de chaque réacteur est calculé au 31 décembre 2013 par rapport à trois grands points de repère : la date du début de construction (ou 1^{er} béton), la date de couplage au réseau (qui suit de peu la 1^{ère} divergence du réacteur), et la mise en service industrielle.
- t. La moyenne est calculée sans l'EPR de Flamanville-3, dont la construction n'est pas achevée.
- u. Le délai moyen par visite décennale est établi en divisant le nombre de visites décennales subies par le réacteur par le temps écoulé entre la MSI et la date de la dernière visite décennale effectuée.
- v. Production électrique cumulée depuis la mise en fonctionnement du réacteur jusqu'au 31 décembre 2012.
- w. Le coefficient de disponibilité (Kd), qui mesure le temps moyen de disponibilité du réacteur pour produire, le coefficient d'utilisation (Ku), qui mesure le niveau de production par rapport au maximum théorique pendant le temps disponible, et le coefficient de production (Kp, aussi appelé facteur de charge), qui mesure le niveau de production effectif par rapport au maximum théorique (production permanente à pleine puissance) sont établis depuis la MSI jusqu'au 31 décembre 2012.

- x. Les moyennes de puissance sont calculées hors réacteur EPR, celui-ci n'étant pas en service.
- y. Décret d'autorisation de création du réacteur (la date indiquée est celle du premier décret d'autorisation, indépendamment d'éventuelle modification postérieure).
- z. Pour les réacteurs autorisés à utiliser du combustible MOX, la date indiquée est celle du premier décret d'autorisation d'utilisation de ce combustible dans le réacteur (indépendamment d'éventuelle modification postérieure).