

PHASE GÉNÉRIQUE
DU QUATRIÈME
RÉEXAMEN PÉRIODIQUE
DES RÉACTEURS DE 900 MWe D'EDF

*Rapport d'instruction
de l'Autorité de sûreté nucléaire*

SOMMAIRE

1	SYNTHÈSE.....	6
2	INTRODUCTION	14
2.1	Objet du rapport	14
2.2	Cadre réglementaire	14
2.3	Processus de réexamen périodique des réacteurs d'EDF	16
2.4	Phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe	16
2.5	Phase spécifique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe	18
2.6	Description des réacteurs de 900 MWe	19
2.6.1	<i>Généralités sur les réacteurs de 900 MWe</i>	<i>19</i>
2.6.2	<i>Spécificités des réacteurs de 900 MWe.....</i>	<i>19</i>
3	ASSOCIATION DU PUBLIC LORS DE LA PHASE GÉNÉRIQUE DU RÉEXAMEN PÉRIODIQUE	23
3.1	Actions menées	23
3.2	Prise en compte des observations recueillies au cours de la concertation nationale menée en 2018 et 2019 dans la position de l'ASN	25
3.3	Prise en compte des observations recueillies au cours de la consultation menée par l'ASN sur le projet de décision en décembre 2020 et janvier 2021	29
3.4	Association du public après la phase générique du quatrième réexamen	35
4	POSITION DE L'ASN SUR LA CONFORMITÉ DES INSTALLATIONS ET LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT ET DE L'OBSOLESCENCE.....	36
4.1	Vérification de la conformité.....	36
4.1.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen.....</i>	<i>36</i>
4.1.2	<i>Synthèse des contrôles et des essais prévus par EDF.....</i>	<i>37</i>
4.1.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen</i>	<i>39</i>
4.2	Maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence	43
4.2.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen.....</i>	<i>43</i>
4.2.2	<i>Synthèse des contrôles et des essais prévus par EDF.....</i>	<i>43</i>
4.2.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen</i>	<i>45</i>
4.3	Revus spécifiques de la conformité de certaines fonctions et du vieillissement de certains équipements	50
4.3.1	<i>Circuits primaire et secondaires principaux – Équipements sous pression nucléaires</i>	<i>50</i>
4.3.2	<i>Bilan de l'état du confinement</i>	<i>57</i>
4.3.3	<i>Revue de la conformité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire</i>	<i>63</i>
4.3.4	<i>Bilan de puissance des diesels</i>	<i>68</i>
4.4	Synthèse et prescriptions portant sur la conformité des installations et la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence	70

5	POSITION DE L'ASN SUR LA RÉÉVALUATION DE SÛRETÉ.....	74
5.1	Modifications des installations prévues par EDF.....	74
5.2	Réévaluation des risques associés aux agressions d'origines interne et externe dans la démonstration de sûreté.....	78
5.2.1	<i>Réévaluation au regard des niveaux de référence définis par l'association WENRA.....</i>	78
5.2.2	<i>Sensibilité des études relatives aux agressions aux délais avant la première intervention des opérateurs.....</i>	80
5.2.3	<i>Prise en compte de l'évolution des connaissances pour les agressions climatiques.....</i>	80
5.2.4	<i>Risques liés au séisme.....</i>	81
5.2.5	<i>Risques liés à des températures élevées.....</i>	89
5.2.6	<i>Risques liés aux inondations d'origine externe.....</i>	92
5.2.7	<i>Risques associés au transport aérien et à l'environnement industriel.....</i>	95
5.2.8	<i>Risques associés aux vents violents.....</i>	97
5.2.9	<i>Risques associés aux tornades.....</i>	99
5.2.10	<i>Risques associés aux incendies d'origine interne aux installations.....</i>	100
5.2.11	<i>Risques associés aux explosions d'origine interne aux installations.....</i>	109
5.2.12	<i>Risques associés aux inondations d'origine interne et aux ruptures de tuyauterie à haute énergie (RTHE).....</i>	114
5.2.13	<i>Risques associés aux collisions et chutes de charge.....</i>	121
5.2.14	<i>Risques associés aux autres agressions prises en compte dans la démonstration de sûreté.....</i>	122
5.2.15	<i>Synthèse et prescriptions portant sur les risques associés aux agressions.....</i>	125
5.3	Réévaluation des études d'accident des réacteurs.....	129
5.3.1	<i>Conditions de fonctionnement de dimensionnement.....</i>	129
5.3.2	<i>Conditions de fonctionnement complémentaires.....</i>	138
5.3.3	<i>Études justificatives particulières.....</i>	140
5.3.4	<i>Synthèse et prescriptions portant sur les études d'accident des réacteurs.....</i>	142
5.4	Réévaluation de la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible.....	144
5.4.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen.....</i>	144
5.4.2	<i>Synthèse des études réalisées par EDF.....</i>	144
5.4.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen.....</i>	149
5.4.4	<i>Synthèse et prescriptions portant sur la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible.....</i>	155
5.5	Réévaluation des études d'accident avec fusion du cœur.....	157
5.5.1	<i>Réévaluation des moyens de limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur.....</i>	157
5.5.2	<i>Gestion des eaux contaminées.....</i>	166
5.5.3	<i>Synthèse et prescriptions portant sur les études d'accident avec fusion du cœur.....</i>	169
5.6	Réévaluation des conséquences radiologiques des accidents.....	172
5.6.1	<i>Évaluation des conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur.....</i>	172
5.6.2	<i>Évaluation des conséquences radiologiques des accidents liés aux agressions.....</i>	175
5.6.3	<i>Évaluation des conséquences radiologiques des accidents avec fusion du cœur.....</i>	176
5.6.4	<i>Synthèse et prescriptions portant sur les conséquences radiologiques des accidents.....</i>	177
5.7	Réévaluation des études probabilistes de sûreté.....	179
5.7.1	<i>EPS de niveau 1.....</i>	179
5.7.2	<i>EPS de niveau 2.....</i>	182
5.8	Dispositions prévues après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.....	186
5.8.1	<i>Rappel du contexte.....</i>	186
5.8.2	<i>Moyens d'injection d'eau borée dans le circuit primaire.....</i>	188
5.8.3	<i>Évacuation de la chaleur par les générateurs de vapeur.....</i>	190
5.8.4	<i>Contrôle-commande ultime et distribution électrique.....</i>	191
5.8.5	<i>Capacité des équipes à gérer les situations extrêmes.....</i>	194

5.8.6	<i>Synthèse et prescriptions portant sur les dispositions prévues après l'accident de la centrale nucléaire du Fukushima</i>	196
5.9	Réévaluation de la sûreté des bâtiments des auxiliaires de conditionnement et de traitement des déchets (BAC/BANG)	197
5.9.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen</i>	197
5.9.2	<i>Synthèse des études réalisées et des modifications prévues</i>	197
5.9.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen</i>	198
5.10	Capacité des opérateurs à réaliser les actions de conduite en situation accidentelle, d'accident grave ou d'agression	199
5.10.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen</i>	199
5.10.2	<i>Synthèse des études réalisées</i>	199
5.10.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen</i>	200
5.10.4	<i>Synthèse et prescription portant sur la capacité des opérateurs à réaliser les actions de conduite en situation accidentelle, d'accident grave ou d'agression</i>	200
6	POSITION DE L'ASN SUR LE RÉEXAMEN DES RISQUES NON RADIOLOGIQUES ET DES INCONVÉNIENTS PRÉSENTÉS PAR LE FONCTIONNEMENT NORMAL DES INSTALLATIONS	202
6.1	Réévaluation des risques non radiologiques	202
6.1.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen</i>	202
6.1.2	<i>Synthèse des études réalisées</i>	202
6.1.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen</i>	202
6.2	Réévaluation des inconvénients présentés par le fonctionnement normal	203
6.2.1	<i>Objectifs spécifiques du réexamen</i>	203
6.2.2	<i>Synthèse des études réalisées</i>	203
6.2.3	<i>Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen</i>	203
6.3	Synthèse et prescriptions portant sur les risques non radiologiques et les inconvénients présentés par le fonctionnement normal	204
7	POSITION DE L'ASN SUR LES FACTEURS ORGANISATIONNELS ET HUMAINS	207
7.1	Objectifs spécifiques du réexamen	207
7.2	Synthèse des études réalisées et des modifications identifiées	207
7.2.1	<i>Amélioration des conditions d'exploitation</i>	207
7.2.2	<i>Prise en compte des dimensions organisationnelles et humaines dans la conception des modifications</i>	207
7.3	Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen	208
7.3.1	<i>Amélioration des conditions d'exploitation</i>	208
7.3.2	<i>Prise en compte des dimensions organisationnelles et humaines dans la conception des modifications</i>	208
7.4	Synthèse et prescription portant sur les facteurs organisationnels et humains	209
8	CONCLUSION SUR LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS DE 900 MWE À L'ISSUE DE LA PHASE GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE	211
9	RÉFÉRENCES	212
	ANNEXE : AVIS DE L'IRSN RECUEILLIS DANS LE CADRE DE LA PHASE GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 900 MWE	219

1 SYNTHÈSE

L'ASN a pris position en 2016 sur les orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe en fixant les objectifs à atteindre.

Ces objectifs concernent :

- la vérification de l'état des installations et de leur conformité aux règles qui leur sont applicables, en particulier concernant la maîtrise du vieillissement des équipements importants pour la sûreté ;
- l'amélioration de la prise en compte des agressions dans la démonstration de sûreté ;
- l'amélioration de la prévention des accidents conduisant à la fusion du cœur ;
- l'amélioration de la prise en compte des accidents susceptibles de survenir sur la piscine d'entreposage du combustible ;
- la limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur ;
- la réduction des conséquences radiologiques des accidents ;
- l'intégration de l'ensemble des modifications qui découlent des enseignements de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

Pour répondre à ces objectifs, EDF a engagé un travail conséquent d'étude, à l'issue duquel elle a défini un ensemble de dispositions à mettre en œuvre dans le cadre du réexamen de chacun des réacteurs concernés. Ces dispositions concernent, d'une part les contrôles et vérifications à réaliser afin de s'assurer du maintien, dans le temps, de la conformité des systèmes, structures et composants participant à la démonstration de sûreté, d'autre part les améliorations de sûreté afin, notamment, de tendre vers le niveau de sûreté des réacteurs de troisième génération.

Conformité des installations et maîtrise du vieillissement

Les actions concourant au maintien de la conformité et à la maîtrise du vieillissement (surveillance, maintenance, contrôle, traitement des écarts) sont à assurer au quotidien sur les installations. La conformité des installations étant une condition indispensable à leur sûreté, sa vérification constitue un objectif fondamental des réexamens périodiques.

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique, EDF a prévu de mettre en œuvre un programme d'examen de la conformité des réacteurs qui permet notamment de s'assurer de la bonne application des programmes de maintenance préventive existants. EDF a par ailleurs complété ses actions par des visites de terrain réalisées par des équipes pluridisciplinaires dans certains locaux comportant des systèmes importants pour la sûreté nécessaires en situation accidentelle pour l'atteinte et le maintien du réacteur dans un état sûr. Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de ré-analyser la conformité de certains matériels ou de certains systèmes au regard de leurs exigences de sûreté. À ce titre, EDF a en particulier vérifié :

- la capacité des groupes électrogènes de secours (diesels) à fournir la puissance électrique requise, dans les situations de température extérieure élevée considérées dans la démonstration de sûreté ; l'ASN prescrit la valeur minimale de la marge de puissance de ces équipements ;

- la capacité de la recirculation de l'eau borée en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire. EDF a réalisé un travail important de R&D et d'études pour mieux appréhender les phénomènes physiques en jeu. EDF s'est engagée à améliorer la fiabilité de la fonction de recirculation en mettant en œuvre des modifications visant à réduire le terme source de débris susceptibles d'être transportés par l'eau ainsi que le risque d'effets chimiques. Ces modifications des installations permettront d'assurer, avec une raisonnable confiance, que les moyens prévus pour la recirculation de l'eau borée en cas d'accident pourront assurer leurs fonctions. L'ASN prescrit leur calendrier de déploiement.

Pour compléter les actions prévues pour vérifier le maintien de la conformité des réacteurs après une quarantaine d'années de fonctionnement, EDF s'est engagée à réaliser des essais particuliers sur des équipements importants pour la sûreté. Toutefois, l'ASN considère que ce programme d'essais doit être complété et prescrit à EDF des essais complémentaires.

Par ailleurs, EDF a mis en place depuis les troisièmes visites décennales une démarche de maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des matériels, qui contribue au maintien de la conformité des réacteurs. Cette démarche n'appelle plus, dans ses principes, de remarque. Elle repose sur une analyse générique du vieillissement et de ses conséquences et sur une analyse locale spécifique à chaque réacteur, notamment lors de sa visite décennale.

Pour justifier la tenue des cuves jusqu'à dix ans après la quatrième visite décennale, EDF a réalisé des études de résistance à la rupture brutale en tenant compte de l'évolution des caractéristiques des matériaux et mènera des contrôles pour s'assurer de l'absence de défaut préjudiciable dans l'acier lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les études réalisées permettent de conclure à la capacité des cuves ne présentant pas de défaut à fonctionner dix années supplémentaires. Pour les cuves, dont les contrôles réalisés par le passé ont montré qu'elles comportent des défauts de fabrication¹, des études spécifiques seront réalisées avant la visite décennale de chacun des réacteurs concernés. Cela a été notamment le cas pour le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin.

La démarche mise en œuvre par EDF pour justifier le comportement des équipements des circuits primaire et secondaires (dossiers de référence réglementaires) est satisfaisante. En particulier, la démarche d'évaluation des zones sensibles à la fatigue ou à la rupture brutale par EDF est adaptée aux enjeux : ces zones font l'objet d'un suivi particulier par des essais non destructifs.

EDF a révisé ses études sur le vieillissement thermique des coudes moulés du circuit primaire dans le cadre du réexamen et doit apporter des justifications complémentaires. S'agissant des coudes pour lesquels subsisteraient des difficultés de justification, EDF devra définir une stratégie de traitement adaptée, voire envisager leur remplacement si nécessaire.

EDF a réévalué la performance du confinement. L'ASN considère que la surveillance des enceintes de confinement et de leur comportement est satisfaisante. Elle nécessite toutefois certains compléments, notamment sur les programmes de maintenance préventive, le contrôle du vieillissement prématuré de certains câbles de précontrainte, et sur les pathologies observées du béton. De plus, les actions prévues dans le cadre de ce réexamen permettront d'améliorer le confinement au niveau des traversées de l'enceinte ainsi que des bâtiments périphériques.

Enfin, EDF s'est engagée à privilégier, en cas de détection d'un écart, la remise en conformité plutôt que la justification du maintien en l'état. En particulier, EDF a prévu de résorber au plus tard lors de la quatrième visite décennale de chaque réacteur les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement, ce qui est satisfaisant. Les écarts détectés au cours de la visite décennale seront corrigés dès que possible, en tenant compte de leur importance pour la sûreté.

¹ Réacteurs n° 1 de la centrale de Tricastin, n° 2 de la centrale nucléaire du Blayais, n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, n° B1 et n° B2 de la centrale nucléaire de Saint Laurent-des-Eaux.

En conclusion, le programme d'EDF pour vérifier la conformité de ses réacteurs dans le cadre de leur quatrième réexamen périodique, complété par les demandes de l'ASN, est satisfaisant. La déclinaison de ce programme sur chaque réacteur devra faire l'objet d'une attention particulière de la part d'EDF. L'ASN a prévu à ce titre de réaliser des inspections spécifiques sur chacun des réacteurs, notamment pendant la visite décennale.

Le programme de contrôle et les vérifications prévus par EDF, complétés par les réponses aux demandes de l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs visés pour le réexamen.

Amélioration de la prise en compte des agressions

EDF a réévalué, pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, les caractéristiques des agressions naturelles considérées ainsi que les dispositions prévues pour y faire face.

À l'issue de l'instruction, les niveaux des aléas retenus pour le séisme et les tornades sont acceptables pour l'ensemble des sites, compte tenu des engagements pris par EDF. Pour les autres agressions, les méthodes mises en œuvre pour évaluer les aléas sont acceptables, compte tenu des engagements pris par EDF. Les niveaux retenus pour chaque site seront présentés par EDF dans le rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur.

Pour les agressions naturelles, la veille climatique mise en œuvre par EDF est satisfaisante : elle définit en particulier des événements climatiques majeurs, dont la survenue déclenche une réévaluation des niveaux d'aléas à considérer. Toutefois, les seuils associés à ces événements doivent être révisés.

Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de s'assurer que les niveaux des aléas retenus respectent les préconisations publiées en 2014 par l'association WENRA des responsables d'autorité de sûreté nucléaire d'Europe de l'Ouest. En cas de non-respect, EDF a étudié la capacité des installations à faire face à des aléas significativement supérieurs à ceux-ci.

Lors de la phase générique du quatrième réexamen, EDF a par ailleurs intégré, dans la démonstration de sûreté, l'étude des conséquences de la défaillance d'un équipement en cas d'agression, comme par exemple d'une porte coupe-feu, ce qui est préconisé par l'association WENRA. Cette étude permet d'identifier les dispositions les plus importantes pour faire face aux agressions et de définir des moyens pour garantir leur bon fonctionnement, par exemple en mettant en place une alarme lorsqu'une porte coupe-feu est ouverte. Cette démarche constitue une amélioration notable par rapport aux précédents réexamens périodiques et permet d'accroître la robustesse des installations.

Pour la maîtrise des risques liés à l'incendie, la nouvelle méthode retenue par EDF pour justifier la sectorisation des locaux constitue une avancée significative. Pour ce qui concerne l'effet des fumées, EDF a développé une nouvelle méthode en vue d'identifier, pour les équipements électroniques, qui sont les plus sensibles, les situations dans lesquelles des fumées pourraient aggraver des équipements importants pour la sûreté, ce qui est satisfaisant. Les études effectuées ont également permis de définir des mesures d'exploitation permettant de limiter les risques de départ de feu dans les locaux à enjeux.

Pour la maîtrise des risques liés à l'explosion, les études réalisées par EDF constituent une avancée significative, dans la mesure où EDF a étudié leurs conséquences et a considéré que les fuites pouvaient survenir, non seulement au niveau des singularités, mais également ailleurs. EDF a identifié les situations susceptibles de conduire à la perte d'équipements redondants. Pour la plupart des cas, EDF a défini des dispositions à mettre en œuvre pour ramener l'installation dans un état sûr. Toutefois, EDF doit compléter son analyse pour certains locaux.

Pour la maîtrise des risques liés aux températures extérieures élevées, EDF s'est engagée à faire évoluer sa démonstration de sûreté afin de mieux prendre en compte les incertitudes associées aux calculs des températures dans les locaux. L'ASN prescrit l'évaluation de la capacité des installations à faire face à des situations de perte des alimentations électriques, notamment en cas de température extrême.

Pour les autres agressions, les méthodes et hypothèses retenues par EDF pour réaliser ses études sont satisfaisantes. Les modifications des installations issues de ces études seront mises en œuvre dans le cadre du réexamen périodique de chaque réacteur.

Enfin, EDF a réalisé des études permettant d'apporter un éclairage probabiliste sur les agressions associées aux incendies, aux explosions, aux inondations d'origine interne, aux séismes et aux inondations d'origine externe. Cet éclairage a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre pour chacune de ces agressions, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

L'ASN souligne l'important travail réalisé par EDF pour mettre à jour l'ensemble des études d'agression. Certaines études ont conduit EDF à définir des modifications ; des compléments d'études sont nécessaires afin d'apprécier si de nouvelles dispositions doivent être mises en œuvre. L'ensemble de ces modifications, complété par les réponses aux demandes de l'ASN, constituera une amélioration notable de la maîtrise des risques liés aux agressions, qui permettra d'atteindre les objectifs visés pour ce réexamen.

Les études d'accident

EDF a réalisé un important travail de reprise de l'ensemble de ses études (études de dimensionnement, études du domaine complémentaire et études dites justificatives particulières), en déclinant un ensemble de nouveaux référentiels et en intégrant les enseignements des instructions précédentes. De façon générale, les modifications prévues par EDF dans le cadre du réexamen pour limiter les conséquences de certains événements initiateurs constituent des améliorations pour la sûreté des réacteurs.

L'ASN prescrit à EDF de s'assurer de la maîtrise de la réactivité dans certaines situations (situations de dilution homogène du circuit primaire, d'accident de perte de réfrigérant primaire compte tenu du risque de flambage des grilles des assemblages de combustible ainsi qu'en cas de perte totale des alimentations électriques) et, le cas échéant, de définir des dispositions complémentaires. De plus, l'ASN demande à EDF de réaliser des essais de flux critique pour vérifier l'applicabilité de la corrélation utilisée pour les crayons périphériques d'assemblages de combustible déformés.

Les modifications prévues par EDF permettront de limiter les conséquences radiologiques des accidents étudiés dans le rapport de sûreté. Cela permettra de réduire significativement l'occurrence de situations avec mise en œuvre de mesures de protection des populations.

En particulier, EDF a prévu de réaliser des modifications afin de limiter la quantité d'eau liquide radioactive rejetée dans l'environnement en cas d'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie (RTGV4). Cet accident présente les conséquences radiologiques les plus importantes et EDF doit poursuivre ses efforts pour encore les réduire.

Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de réévaluer les études probabilistes de sûreté associées aux événements d'origine interne. Cet éclairage probabiliste a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

Les modifications issues des études réévaluées permettront d'améliorer la gestion des situations d'incident et d'accident sans fusion du cœur et, par conséquent, d'améliorer la prévention des accidents avec fusion du cœur. Les résultats de ces études et les modifications prévues par EDF, complétés par les réponses aux demandes de l'ASN, permettront de répondre aux objectifs visés pour ce réexamen.

La sûreté de la piscine d'entreposage du combustible

À l'issue du déploiement des modifications prévues dans le cadre du quatrième réexamen périodique, EDF disposera d'un système de refroidissement complémentaire de la piscine d'entreposage du combustible (PTR bis), d'un système d'appoint en eau et d'une source d'eau ultime diversifiés. Ces moyens, qui appartiennent au « noyau dur² », sont de nature à fortement réduire le risque de découverture du combustible et permettront, dans la plupart des situations considérées, d'atteindre un état final après accident sans ébullition de la piscine. Ils constituent des améliorations majeures du réexamen.

De plus, EDF s'est engagée à intégrer dans la démonstration de sûreté les situations accidentelles considérées pour le dimensionnement de la piscine d'entreposage du combustible du réacteur EPR de Flamanville, à l'exception d'un nombre limité de situations. Les améliorations de sûreté qui en découleront constitueront une avancée pour la sûreté.

Par ailleurs l'ASN prescrit à EDF de vérifier l'atteinte, en cas de situation accidentelle, d'un état sûr qui se caractérise par une absence d'ébullition de la piscine d'entreposage du combustible. EDF devra prévoir des dispositions pour améliorer la prévention des situations pour lesquelles un tel état ne peut être atteint avec les moyens retenus dans la démonstration de sûreté, ainsi que des dispositions de gestion post-accidentelle permettant d'atteindre à terme un tel état.

EDF s'est engagée à analyser les scénarios accidentels affectant à la fois le réacteur et la piscine d'entreposage du combustible, ce qui est satisfaisant. De même, EDF s'est engagée à compléter la liste des situations étudiées susceptibles de conduire à une perte d'inventaire en eau ou à une absence de refroidissement suffisant des assemblages dans la piscine d'entreposage, afin d'identifier d'éventuelles dispositions à mettre en œuvre.

EDF a par ailleurs réévalué les risques associés aux incendies, aux explosions et aux inondations d'origine interne survenant dans le bâtiment du combustible. Ces études ont conduit à la définition de modifications matérielles pour prévenir les risques de perte par mode commun des moyens d'injection d'eau dans la piscine ou de refroidissement. L'ASN demande aussi à EDF de définir des dispositions d'exploitation pour prévenir ces risques.

EDF a également étudié les conséquences de la chute d'un aéronef de l'aviation générale sur le bâtiment du combustible. Cette situation ne conduit pas au découverture des assemblages dans la piscine d'entreposage du combustible.

Le quatrième réexamen périodique a enfin été l'occasion d'apporter un éclairage probabiliste sur les événements d'origine interne, les agressions associées aux incendies, aux explosions, aux inondations d'origine interne, aux séismes et aux inondations d'origine externe. Cet éclairage a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

Les modifications résultant de l'ensemble des études fournies ou à venir complèteront la démonstration de sûreté et constitueront des améliorations majeures de la sûreté des piscines d'entreposage du combustible. Les résultats de ces études et les modifications prévues par EDF, complétés par les réponses aux demandes de l'ASN, permettront de répondre aux objectifs visés pour ce réexamen.

² Le « noyau dur » a été défini après les évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. Il s'agit d'un ensemble de dispositions matérielles et organisationnelles visant, en cas d'agression extrême d'origine externe, à prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression, limiter les rejets radioactifs massifs et permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une situation d'urgence.

La limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur

Les objectifs d'amélioration retenus pour le domaine des accidents avec fusion du cœur concernent le renforcement des moyens de limitation de ses conséquences. Ces derniers visent notamment à limiter les conséquences radiologiques au cours d'un accident grave, en rendant extrêmement improbable le risque d'un rejet précoce important et en évitant les effets durables dans l'environnement.

Pour répondre à cet objectif, EDF a défini des améliorations afin :

- d'évacuer la puissance résiduelle, sans qu'il soit nécessaire d'ouvrir le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur. Cette absence d'éventage permet de limiter les rejets hors de l'enceinte de confinement ;
- de limiter le risque de percement du béton du radier du bâtiment du réacteur par le corium.

EDF s'est engagée à l'issue de l'instruction à mettre en place des dispositifs de détection et de réinjection vers le bâtiment du réacteur des effluents présents dans le bâtiment du combustible. EDF a également prévu de mettre en œuvre des moyens pour faire face à une perte à terme du dispositif, dit « ultime » d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement, en situation post-accidentelle.

Afin de réduire encore les risques de rejets, l'ASN prescrit qu'EDF doit disposer de moyens pour injecter à court terme dans le bâtiment du réacteur un volume d'eau borée complémentaire.

Afin de réduire les relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée présente dans l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur lors d'un accident grave ainsi que dans le bâtiment du combustible en cas de recirculation de cette eau, EDF s'est engagée à mettre en place des dispositions spécifiques.

L'ASN demande à EDF de mettre en œuvre des dispositions afin de limiter les fuites d'eau contaminée en dehors du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible en cas d'accident ayant conduit à la fusion du cœur, et de disposer de moyens permettant de réduire la contamination de l'eau présente dans le bâtiment du réacteur après un accident ayant conduit à la fusion du cœur. Pour chaque site, EDF devra également, afin de limiter l'ampleur et la durée de la contamination en cas de fuite d'eau contaminée en dehors des bâtiments, étudier les moyens de limiter la dissémination en dehors du site des substances radioactives, par le sol et les eaux souterraines.

Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de réévaluer les études probabilistes de sûreté permettant d'évaluer le risque de rejets dans l'environnement en cas d'accident ayant conduit à la fusion du cœur. Cet éclairage probabiliste a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

L'ASN souligne le travail très important réalisé par EDF sur la limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur et le caractère très ambitieux du programme de modifications associé. Ce programme permettra des avancées majeures en matière de sûreté et de répondre aux objectifs visés pour ce réexamen.

Le « noyau dur »

EDF prévoit de déployer, lors du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, le « noyau dur » défini après les évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. En particulier, EDF prévoit des moyens robustes aux situations extrêmes afin :

- de prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression : il s'agit en particulier de diversifier et renforcer une voie du système d'alimentation en eau des générateurs de vapeur, de mettre en place un moyen permettant d'alimenter en eau la bache d'alimentation de ce système, d'injecter de l'eau dans la piscine d'entreposage et de disposer de nouveaux moyens permettant de refroidir la piscine d'entreposage ;
- d'assurer le maintien de la sous-criticité du cœur en situations extrêmes : il s'agit de disposer d'un moyen d'injection d'eau borée à haute pression ;
- de limiter les rejets radioactifs de grande ampleur : il s'agit en particulier des moyens mis en œuvre en cas de fusion du cœur (nouveau dispositif, dit « ultime », d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement, moyens de prévention du percement du radier...).

L'alimentation électrique de ces équipements est assurée par les diesels d'ultime secours (DUS) d'ores et déjà présents sur l'ensemble des réacteurs de 900 MWe et par un contrôle-commande résistant aux situations extrêmes.

Ces dispositions permettront de limiter en cas de situations extrêmes le risque de fusion du cœur, de limiter les conséquences d'un accident grave et de réduire le risque de découverture des assemblages de combustible entreposés dans la piscine. Elles constitueront des avancées majeures pour la sûreté.

Facteurs organisationnels et humains

Compte tenu de l'ampleur des modifications envisagées dans le cadre du réexamen, EDF a mis en place des dispositions organisationnelles spécifiques, pour améliorer les activités de conception et de réalisation des modifications, l'élaboration de la documentation opérationnelle et la capitalisation des enseignements du retour d'expérience.

EDF s'est également engagée à analyser l'organisation mise en place sur ses centrales nucléaires et les améliorations possibles pour renforcer sa capacité à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation. Elle étudiera en particulier les activités concourant à la maîtrise de la conformité.

EDF a par ailleurs vérifié que les conditions d'ambiance particulières susceptibles d'être générées en situation accidentelle sont acceptables dans les locaux dans lesquels des actions doivent être réalisées. Elle s'est engagée à compléter sa démonstration concernant la capacité à cheminer jusqu'à ces locaux et à réaliser, dans les délais, les actions requises en situation accidentelle.

Ces analyses permettront d'améliorer la prise en compte des facteurs organisationnels et humains et de répondre aux objectifs du réexamen.

Les inconvénients présentés par le fonctionnement normal des installations

Les inconvénients³ présentés par le fonctionnement normal des installations sont spécifiques à chaque site. La phase générique du réexamen a permis de définir les actions qui seront mises en œuvre pour chacun des réacteurs pour réexaminer la maîtrise des inconvénients. EDF a ainsi défini le périmètre des contrôles à effectuer et les études à mener, par exemple sur l'état chimique et radiologique de l'environnement.

³ Il s'agit des impacts potentiels des prélèvements d'eau, des rejets d'effluents ainsi que des nuisances constituées par le bruit et les vibrations, l'envol de poussières, les odeurs, la dispersion de microorganismes pathogènes et les déchets.

L'ASN prescrit des compléments sur les contrôles à réaliser, en particulier sur les équipements et ouvrages permettant le traitement des effluents et le conditionnement des déchets. Elle demande par ailleurs la consolidation des études d'impact selon la forme actuellement prévue par le code de l'environnement et l'identification d'améliorations permettant la réduction des impacts sur l'environnement.

*

Les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui des réacteurs de troisième génération.

Ces dispositions, ainsi que celles qui seront définies dans le cadre des études spécifiques à chaque site, devront être déclinées sur chaque réacteur en vue de la poursuite de son fonctionnement. L'ASN demande à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations de sûreté avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, et en pratique lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les autres améliorations devront être réalisées au plus tard cinq ans après la remise de ce rapport. Ce délai est porté à six ans pour les sept réacteurs, dont la visite décennale est antérieure à 2022.

Cet échelonnement est lié à l'ampleur des travaux sur chaque réacteur qui se dérouleront de surcroît simultanément sur plusieurs réacteurs de 900 MWe. Il tient compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions.

L'ASN demande à EDF de rendre compte annuellement de l'avancement des actions à réaliser, des enseignements qu'elle tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique, ainsi que de sa capacité industrielle et de celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les modifications des installations. Elle demande également, en cas de risque de non-respect des échéances, de préciser les mesures complémentaires mises en œuvre pour remédier aux insuffisances constatées. L'ASN demande que ces éléments soient rendus publics.

À l'issue de la phase générique du réexamen, l'ASN considère que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique.

2 INTRODUCTION

2.1 OBJET DU RAPPORT

Électricité de France (EDF) a engagé en 2013 le quatrième réexamen périodique de ses trente-quatre réacteurs nucléaires de 900 MWe, à savoir ceux des centrales nucléaires de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Saint-Laurent-des-Eaux et Tricastin. Conformément à l'article L. 593-18 du code de l'environnement, le réexamen périodique doit permettre de vérifier la conformité d'une installation aux règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques et inconvénients qu'elle présente pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 de ce même code, à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires.

En application de l'article L. 593-19 du code de l'environnement, EDF doit remettre à l'ASN et au ministre chargé de la sûreté nucléaire un rapport présentant les conclusions du réexamen périodique de chacun des réacteurs de 900 MWe. Ce rapport inclut notamment les dispositions qu'EDF envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées ou pour améliorer la protection des intérêts.

Comme pour les réexamens périodiques précédents, afin de tirer parti du caractère standardisé de ses réacteurs, EDF prévoit d'effectuer ce réexamen périodique en deux temps : **une phase générique, qui porte sur les sujets communs à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe puis une phase spécifique⁴ à chaque réacteur.**

Le présent rapport constitue l'analyse par l'ASN de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et présente ses conclusions sur l'atteinte des objectifs fixés pour cette phase. Ce rapport accompagne une décision de l'ASN, applicable aux réacteurs de 900 MWe en fonctionnement.

Les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim ont été arrêtés définitivement en 2020 et feront l'objet d'un réexamen périodique dédié, qui n'est pas traité par le présent rapport.

Conformément à l'article L. 593-19 du code de l'environnement, l'ASN prendra position sur la poursuite du fonctionnement de chaque réacteur après analyse de son rapport de conclusion de réexamen spécifique à ce réacteur. Le cas échéant, l'ASN pourra être amenée à adopter de nouvelles prescriptions encadrant spécifiquement la poursuite du fonctionnement de chaque réacteur.

2.2 CADRE RÉGLEMENTAIRE

En France, la durée de fonctionnement d'un réacteur n'est pas définie *a priori*. En sa qualité d'exploitant d'installations nucléaires de base (INB), EDF doit, conformément aux dispositions de l'article L. 593-18 du code de l'environnement, procéder tous les dix ans au réexamen périodique de chacun de ses réacteurs.

Les réexamens périodiques sont encadrés par les articles L. 593-18, L. 593-19 et R. 593-62 du code de l'environnement.

⁴ Pour les réacteurs de 900 MWe, la phase « spécifique » des réexamens périodiques s'échelonne entre 2020 et 2031 (dates correspondant à la remise du rapport de conclusion par l'exploitant).

L'article L. 593-18 du code de l'environnement introduit les deux objectifs principaux du réexamen périodique :

- **la vérification de l'état de l'installation et de sa conformité** : cette étape vise à vérifier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables. Elle s'appuie sur un ensemble de contrôles et d'essais, complémentaires à ceux réalisés tout au long de l'exploitation de l'installation. Ces vérifications peuvent aussi bien concerner des revues des études initiales de conception, la vérification de la bonne réalisation des opérations de maintenance que des contrôles sur le terrain de matériels ou encore des essais décennaux comme l'épreuve effectuée sur l'enceinte de confinement. Les éventuels écarts détectés lors de ces investigations font ensuite l'objet de remises en conformité dès que possible et, en tout état de cause, dans des délais adaptés aux enjeux qu'ils présentent pour la protection des personnes et de l'environnement ;
- **la réévaluation de sûreté** : cette étape vise à améliorer le niveau de sûreté en tenant compte de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances, des exigences applicables aux installations les plus récentes ainsi que des meilleures pratiques internationales. Les réexamens périodiques sont ainsi l'occasion de remises à niveau ou d'améliorations dans des domaines où les exigences de sûreté ont évolué. À l'issue des études de réévaluation ainsi réalisées, l'exploitant identifie les modifications de ses installations qu'il compte déployer pour en renforcer la sûreté.

À ce titre, les réexamens périodiques constituent un des processus essentiels mis en place pour réinterroger la sûreté nucléaire, en imposant à l'exploitant non seulement de vérifier le niveau de sûreté de son installation mais aussi de l'améliorer.

Le champ du réexamen concerne les risques radiologiques et non radiologiques, ainsi que les inconvénients que l'installation présente en fonctionnement normal (rejets d'effluents chimiques ou radioactifs, bruits, autres nuisances, etc.).

En application de l'article L. 593-19 du code de l'environnement, à l'issue du réexamen périodique, l'exploitant transmet un rapport à l'ASN et au ministre chargé de la sûreté nucléaire présentant :

- les conclusions du réexamen mené ;
- les dispositions qu'il envisage de prendre pour remédier aux anomalies constatées et pour améliorer la sûreté.

Cet acte fixe la date à partir de laquelle sont comptés les dix ans pour définir la date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen suivant.

Pour les quatrièmes réexamens périodiques qui surviennent au-delà de la trente-cinquième année de fonctionnement des réacteurs, l'article L. 593-19 du code de l'environnement prévoit une enquête publique sur les dispositions proposées par l'exploitant lors de ce réexamen.

Au terme de son instruction, l'ASN communique au ministre chargé de la sûreté nucléaire son analyse sur la poursuite du fonctionnement du réacteur et, en application de l'article L. 593-19 du code de l'environnement, peut également imposer de nouvelles prescriptions pour encadrer la poursuite du fonctionnement jusqu'au réexamen périodique suivant.

Par ailleurs, l'arrêté du 7 février 2012 [1] et certaines décisions réglementaires de l'ASN fixent des exigences spécifiques sur certaines thématiques des réexamens périodiques.

2.3 PROCESSUS DE RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS D'EDF

Les cinquante-six réacteurs nucléaires en fonctionnement exploités par EDF sont répartis en grands types associés à leur puissance : 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe. Afin de tirer parti du caractère standardisé des réacteurs d'un même type, EDF a décidé d'effectuer les réexamens périodiques de ses réacteurs en deux temps :

- une phase de réexamen dite « générique », qui porte sur les sujets communs à l'ensemble des réacteurs d'un même type. Cette approche générique permet de mutualiser certaines études et la conception des éventuelles modifications des installations. Au cours de cette phase, EDF propose des objectifs à atteindre au cours du réexamen au travers d'un dossier d'orientation du réexamen, puis EDF réalise ensuite les études nécessaires afin de définir les dispositions à prendre, notamment en termes de modification des installations, pour atteindre les objectifs fixés ;
- une phase de réexamen dite « spécifique », qui porte sur chaque réacteur. Cette phase permet d'intégrer les caractéristiques particulières de l'installation et de son environnement, telles que, par exemple, l'état de l'installation et certains risques naturels.

2.4 PHASE GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 900 MWE

En 2009, EDF a fait part à l'ASN de son intention de poursuivre significativement la durée de fonctionnement de ses réacteurs au-delà de 40 ans. Dans ce cadre, elle a transmis à l'ASN un dossier présentant ses orientations pour cette poursuite de fonctionnement. À la suite de l'expertise de ce dossier par l'IRSN menée à la demande de l'ASN et de la consultation du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR) lors de sa séance des 18 et 19 janvier 2012, l'ASN a pris position en juin 2013 par la lettre en référence [2] sur les orientations d'EDF et les compléments à apporter lors de la déclinaison opérationnelle à l'occasion des réexamens périodiques des différents types de réacteurs.

Par ailleurs, le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe intervient postérieurement aux évaluations complémentaires de sûreté (ECS) prescrites par décision en référence [3] à la suite de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi le 11 mars 2011. Les évaluations complémentaires de sûreté des cinquante-huit réacteurs alors exploités par EDF ont été remises le 13 septembre 2011. Elles ont été analysées par l'ASN avec l'appui de l'IRSN. L'ASN a rendu un avis [81] sur ces évaluations le 3 janvier 2012. Cette analyse a conduit l'ASN à émettre des prescriptions complémentaires pour l'ensemble des dix-neuf centrales nucléaires qui ont été imposées à EDF par décisions en références [5].

EDF a transmis à l'ASN, en 2013, son dossier d'orientation de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe définissant les objectifs de ce réexamen et établissant le programme de travail. L'ASN a instruit ce programme avec l'appui de l'IRSN et a sollicité l'avis de son groupe permanent d'experts pour les réacteurs (GPR) et de son groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) respectivement les 1^{er} et 2 avril 2015 et le 10 juin 2015. À l'issue de cette instruction, l'ASN a conclu que le contour et les objectifs du programme de travail d'EDF concernant les études génériques de ce réexamen périodique étaient satisfaisants sous réserve de la prise en compte de certaines demandes et observations [6].

Le programme du réexamen périodique visait à :

- définir le périmètre du contrôle de l'état des installations et de leur conformité aux règles qui leur sont applicables ;
- réévaluer la sûreté et la protection de l'environnement sur une quarantaine de thèmes couvrant l'ensemble des volets de la démonstration de sûreté nucléaire et, plus particulièrement :

- l'évaluation des risques radiologiques ; il s'agissait notamment de réévaluer les risques liés aux agressions, à la maîtrise des accidents (avec ou sans fusion du cœur) concernant le réacteur, la piscine d'entreposage du combustible et certains bâtiments périphériques contenant des matières radioactives (bâtiment des auxiliaires de conditionnement et bâtiment de traitement des effluents),
- l'évaluation de la maîtrise des risques non radiologiques ;
- la réévaluation de la maîtrise des inconvénients présentés par le fonctionnement normal.

L'ASN a sollicité l'expertise de l'IRSN sur les études réalisées lors de la phase générique ainsi que les modifications identifiées par EDF comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen périodique (voir annexe).

De plus, l'ASN a également recueilli, à plusieurs reprises en 2018, 2019 et 2020, l'avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, ainsi que du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires sur les thématiques suivantes :

- la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence ([90] et [91]) ;
- la résistance mécanique des cuves ([92], [91] et [92]) ;
- les dossiers de référence réglementaires des équipements sous pression nucléaires [95] ;
- le vieillissement et la tenue en service des coudes moulés du circuit primaire principal [94] ;
- les études d'accidents des réacteurs de 900 MWe de type CPY [97] ;
- la capacité des installations à résister aux agressions d'origines interne et externe [98] ;
- les études probabilistes de sûreté des réacteurs de 900 MWe de type CPY [99] ;
- la gestion des accidents avec fusion du cœur [100].

Enfin, l'ASN a recueilli les 12 et 13 novembre 2020 l'avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires sur le bilan de la phase générique du réexamen [109].

Ce rapport présente, sur la base de ces avis et de ses propres expertises, la position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et sur les conditions de leur poursuite de fonctionnement.

2.5 PHASE SPÉCIFIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES RÉACTEURS DE 900 MWE

Les quatrièmes réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe s'échelonnent jusqu'en 2031.

Type	Site	Réacteur	Date limite du quatrième réexamen périodique (date limite de remise du rapport de conclusion du réexamen)
CP0	Bugey	2	27/04/2021
		3	30/04/2024
		4	21/12/2021
		5	15/06/2022
CPY	Blayais	1	28/12/2022
		2	30/07/2024
		3	24/02/2026
		4	01/04/2026
	Dampierre-en-Burly	1	06/02/2022
		2	06/11/2022
		3	27/06/2024
		4	07/04/2025
	Gravelines	1	14/09/2022
		2	21/03/2024
		3	30/04/2023
		4	19/12/2024
		5	02/11/2027
		6	14/06/2030
	Tricastin	1	22/02/2020
		2	18/11/2021
		3	05/03/2023
		4	18/06/2025
	Chinon B	1	24/04/2024
		2	21/03/2027
		3	25/06/2030
		4	15/03/2031
	Cruas	1	11/03/2026
		2	29/07/2029
3		02/06/2025	
4		11/01/2027	
Saint-Laurent-des-Eaux	1	17/12/2025	
	2	13/02/2024	

Tableau 1 : Calendrier du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe

En amont de la remise du rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur, EDF effectue, lors d'un arrêt long de ce réacteur, une visite décennale. Lors de cet arrêt, EDF réalise des travaux⁵ d'ampleur liés à la maîtrise de la conformité et à la réévaluation de sûreté. En particulier, EDF réalise pendant cet arrêt les épreuves décennales de l'enceinte de confinement et du circuit primaire principal.

⁵ Dans ce cadre, l'ASN peut être amenée à autoriser certaines modifications de l'installation après leur instruction afin de s'assurer qu'elles ne sont pas de nature à dégrader la sûreté.

Pour tenir compte des contraintes liées à la maîtrise du volume des travaux sur les installations, aux capacités industrielles, ainsi qu'à la capacité des équipes sur le terrain à intégrer les différentes évolutions des installations, EDF a fait part à l'ASN en février 2017 de sa stratégie industrielle, qui consiste à déployer les modifications associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe en plusieurs phases (voir paragraphe 5.1).

Le réexamen périodique du réacteur est matérialisé par la remise du rapport de conclusion du réexamen, qui s'appuie en partie sur les conclusions de la phase générique. L'ASN considère qu'avant cette remise, EDF devra vérifier que l'état des connaissances, sur lequel est fondée la partie générique du réexamen, reste pertinent au regard des évolutions des connaissances et du retour d'expérience. Dans le cas contraire, EDF devra présenter dans ce rapport les dispositions qu'elle aura prises ou qu'elle prévoira pour intégrer ces évolutions.

2.6 DESCRIPTION DES RÉACTEURS DE 900 MWE

2.6.1 Généralités sur les réacteurs de 900 MWe

Les réacteurs nucléaires français en fonctionnement, tous de technologie à eau sous pression, ont été conçus et construits par Framatome. À la suite de l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020, EDF exploite trente-deux réacteurs de 900 MWe.

Il existe deux types de réacteurs de 900 MWe, les réacteurs de type CP0 et les réacteurs de type CPY. Les réacteurs de type CPY sont une optimisation des réacteurs de type CP0, sans remise en cause de leurs principales options techniques. Cette optimisation se traduit par une évolution de la conception des bâtiments, la présence d'un circuit de refroidissement intermédiaire entre celui permettant l'aspersion dans l'enceinte en cas d'accident et celui contenant l'eau de la source froide, ainsi qu'un mode de pilotage adapté au suivi de charge. Le tableau 1 précise les centrales nucléaires de type CP0 et CPY.

2.6.2 Spécificités des réacteurs de 900 MWe

2.6.2.1 Caractéristiques principales des réacteurs de 900 MWe

Le circuit primaire des réacteurs de 900 MWe est composé de trois boucles de refroidissement comprenant chacune un groupe moto-pompe primaire (GMPP) et un générateur de vapeur (GV). La vapeur produite dans le circuit secondaire des générateurs de vapeur, à l'état saturé, est dirigée vers la turbine principale où elle se détend avant d'atteindre le condenseur.

2.6.2.2 Gestion du combustible

Pour bénéficier de l'effet de série apporté par ses réacteurs, EDF a mis en place des gestions de combustible standardisées. Une gestion de combustible est un mode d'exploitation du combustible, spécifique à un ou plusieurs réacteurs d'un même type. Elle est caractérisée notamment par la nature du combustible, l'enrichissement du combustible en uranium 235 et la teneur en plutonium, le nombre d'assemblages de la recharge standard et la durée de cycle. La démonstration de sûreté est de ce fait aussi standardisée.

Trois gestions de combustible différentes sont mises en œuvre pour les réacteurs de 900 MWe :

- la gestion « Cyclades » pour les quatre réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, dont la durée de cycle entre deux rechargements est d'environ 18 mois ;
- la gestion « Garance » pour les quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas ainsi que les réacteurs n° 3 et n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais, dont la durée de cycle est annuelle ;
- la gestion « Parité MOX » pour les 22 autres réacteurs de 900 MWe, dont la durée de cycle est annuelle.

2.6.2.3 Enceinte de confinement

Les enceintes de confinement des réacteurs de 900 MWe sont constituées d'un mur de forme cylindrique, reposant sur un radier et surmonté d'un dôme. Ces éléments sont réalisés en béton armé précontraint. La paroi interne des enceintes, dénommée l'intrados, est entièrement recouverte d'une peau métallique. Les structures en béton assurent la tenue mécanique de l'enceinte et la peau métallique assure quant à elle son étanchéité.

Les enceintes des réacteurs de 900 MWe sont toutes d'une taille comparable. Les enceintes des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey et de Cruas se différencient au niveau du radier du fait de la nature du sol et des conditions sismiques prises en compte lors de leur conception. Les radiers des réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas ont été construits sur des appuis parasismiques. Pour tous les autres réacteurs de 900 MWe, les radiers des enceintes de confinement sont similaires.

2.6.2.4 Historique des modifications apportées aux réacteurs de 900 MWe lors des réexamens périodiques précédents

La notion de « réexamen de sûreté » a été introduite par le décret n° 90-78 du 19 janvier 1990. Lors de leur première visite décennale, la plupart des réacteurs de 900 MWe n'ont donc pas fait l'objet d'un réexamen au sens actuel. Les modifications réalisées alors portaient sur la mise à niveau par rapport à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe, ainsi que sur la prise en compte du retour d'expérience, des enseignements tirés des événements marquants et sur les corrections d'anomalies. Les modifications étaient réalisées suivant le principe de l'amélioration continue, sans toujours être associées à l'arrêt décennal, cet arrêt étant plutôt consacré aux contrôles et essais. Ainsi, dans ce cadre, plusieurs centaines de modifications ont été réalisées dans le but de se conformer à l'état dit « l'état fin de palier (EFP) », défini lors de la mise en service des réacteurs Chinon B3 et B4. Il est possible de citer :

- l'amélioration de plusieurs systèmes ou circuits importants pour la sûreté : notamment la mise en place du groupe turboalternateur de secours, l'installation et l'amélioration de soupapes pilotées du pressuriseur, l'installation du filtre à sable de l'enceinte de confinement, des améliorations sur le circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ;
- la simplification de la gestion des incidents ou accidents par l'amélioration apportée aux circuits d'injection de sécurité et d'aspersion d'eau dans l'enceinte, la mise en place d'un système d'isolement de la décharge du circuit de contrôle volumétrique et chimique en cas de perte du circuit de refroidissement intermédiaire, les modifications des puisards des systèmes d'injection de sécurité et d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement, la mise en place du gavage de l'injection de sécurité haute pression par l'injection basse pression et de l'injection simultanée en branches chaudes et branches froides du circuit primaire, l'ajout de nombreux automatismes (détection d'un incident sans arrêt automatique, isolement automatique sur le système vapeur, seuils d'arrêt d'urgence,...) et alarmes, la mise en place d'un système de réinjection des effluents dans le bâtiment du réacteur en cas d'incident, le développement des procédures en cas de perte totale des sources électriques et, plus généralement, la constitution d'un ensemble cohérent de procédures accidentelles retranscrites dans les règles générales d'exploitation ;
- le renforcement de la protection contre les agressions, notamment en matière de protection des bâtiments ventilés vis-à-vis des situations de grands froids, de tenue au séisme des tuyauteries des circuits d'alimentation de secours des générateurs de vapeur et de tenue des matériels non classés au séisme, l'amélioration de la protection contre l'incendie par la généralisation de la sectorisation, l'installation de systèmes de détection et d'aspersion supplémentaires ;
- l'amélioration des conditions de radioprotection, notamment par l'ajout de détecteurs de rayonnement et des automatismes associés, et la mise en place de commandes à distance sur des vannes du circuit d'injection de sécurité.

Les exigences associées au réexamen introduites dans les années 90 ont conduit à des modifications matérielles supplémentaires, réalisées suivant un processus qui n'était pas toujours rattaché à un arrêt décennal, mais réalisé au plus près de la décision de mise en œuvre. Ainsi, le processus de classement des matériels s'est traduit par de très nombreux remplacements de matériels par des matériels qualifiés. De même, un examen systématique a entraîné le développement de nombreux essais périodiques supplémentaires.

Par ailleurs, de nombreuses modifications matérielles ont été mises en œuvre sans être rattachées à un réexamen spécifique. C'est le cas notamment du remplacement des générateurs de vapeur par des modèles nouveaux, des modifications de régulations permettant le télé réglage et le suivi de charge, des améliorations sur les combustibles puis l'introduction d'autres compositions pour le combustible, ou encore, des dispositions contre les « effets chaudière » sur le circuit primaire.

Les modifications apportées aux réacteurs de 900 MWe lors du deuxième réexamen périodique avaient pour objectifs principaux :

- l'amélioration de la sûreté du réacteur vis-à-vis de la gestion des accidents par la mise en place d'un dispositif d'arrêt automatique des groupes motopompes primaires au cours de certains accidents associés à des brèches sur le circuit primaire, d'un sur-remplissage des accumulateurs de l'injection de sécurité et d'un nouveau système de filtration au niveau des puisards des systèmes d'injection de sécurité et d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement ;
- la modification ou le remplacement de matériels afin de garantir la qualification aux conditions accidentelles ;
- l'amélioration de la gestion des accidents graves par la mise en place de capteurs de mesure de la pression de l'enceinte de confinement et l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs d'hydrogène ;
- la protection contre le séisme par l'amélioration des ancrages des matériels et contre les inondations et l'incendie par la mise en œuvre de plans d'action dédiés.
- la rénovation du contrôle-commande associé aux chaînes de mesures neutroniques (système RPN) des centrales nucléaires de Bugey et Fessenheim afin d'en améliorer la performance et d'anticiper l'obsolescence des cartes électroniques ;
- la généralisation des procédures accidentelles basées sur l'approche par états (APE).

Les modifications apportées aux réacteurs de 900 MWe dans le cadre du troisième réexamen périodique avaient pour objectifs principaux :

- le renforcement d'ouvrages, structures et équipements pour assurer leur tenue au séisme ;
- la création d'un automatisme de protection permettant de limiter le risque de survenue d'une suppression à froid du circuit primaire ;
- la modification des conditions de fonctionnement du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, afin de réduire le risque, en cas de rupture de tube d'un générateur de vapeur, que le fluide primaire issu de cette brèche soit rejeté dans l'environnement sous forme liquide ;
- le renforcement des dispositions de prévention et de lutte contre l'incendie, ainsi que de prévention contre les risques d'explosion, en particulier d'hydrogène, à l'intérieur des installations ;
- l'amélioration de la fiabilité des groupes électrogènes de secours à moteur diesel qui assurent, en cas de manque de tension externe, l'alimentation électrique des équipements nécessaires au maintien du réacteur dans un état sûr ;
- l'amélioration de la fiabilité de certaines chaînes de mesures de la radioactivité ;

- le renforcement des systèmes de fixation du tampon d'accès des matériels (traversée de grand diamètre dans l'enceinte de confinement du réacteur qui permet, lors des arrêts de réacteur, de faire pénétrer les équipements et matériels nécessaires), pour garantir sa résistance et son étanchéité, en cas d'accident grave ;
- l'amélioration de l'étanchéité de certaines traversées de l'enceinte pour assurer un confinement satisfaisant en situation post-accidentelle ;
- la fiabilisation de l'ouverture des soupapes du pressuriseur, en cas d'accident grave, pour dépressuriser le circuit primaire et éviter une fusion en pression du cœur du réacteur ;
- le renforcement des dispositions, matérielles et organisationnelles, permettant de prévenir les vidanges de la piscine d'entreposage du combustible afin d'éviter le découlement d'assemblage de combustible ;
- l'installation, dans l'enceinte de confinement du réacteur, de capteurs de détection d'hydrogène et de percée de la cuve par le corium, afin de disposer, en cas d'accident grave, d'informations quant à la progression de la situation ;
- le remplacement de certaines vannes afin de fiabiliser, en situation accidentelle, la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire, compte tenu de la réévaluation du volume, de la nature et de la taille des débris pouvant être véhiculés dans l'eau de recirculation ;
- le renforcement de certaines dispositions permettant d'améliorer la résistance des ouvrages et des équipements aux agressions climatiques, telles que les vents forts ou le frasil.

3 ASSOCIATION DU PUBLIC LORS DE LA PHASE GÉNÉRIQUE DU RÉEXAMEN PÉRIODIQUE

Lors de la phase générique du réexamen, plusieurs actions ont été menées pour associer le public.

Ces actions avaient pour objectifs d'informer le public, de faciliter la compréhension des enjeux de sûreté, d'expliquer les exigences de l'ASN associées au réexamen et de recueillir les attentes, interrogations, questions et positions de différents contributeurs.

Le présent chapitre présente une synthèse des actions entreprises pour associer le public et comprendre ses attentes relatives à la poursuite de fonctionnement au-delà du quatrième réexamen périodique. Il explique également la façon dont les observations émises par le public ont été intégrées dans l'instruction et l'élaboration de la position de l'ASN.

3.1 ACTIONS MENÉES

Actions menées lors de la phase d'orientation du réexamen

Dès avril 2014, un cycle de rencontres a été mis en place par l'IRSN et l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI). Il s'agissait en premier lieu de créer un cadre d'échange sur les enjeux de sûreté du quatrième réexamen périodique. Ces rencontres ont ensuite été dédiées principalement à la thématique de la maîtrise du vieillissement des équipements (cuve, enceinte de confinement...) : elles ont permis un partage d'informations sur les enjeux de sûreté associés au réexamen. Elles ont également facilité l'accès du public à l'expertise et ont permis d'accompagner la montée en compétences sur ces sujets.

L'ASN a organisé une consultation sur son projet de position sur les orientations du quatrième réexamen périodiques des réacteurs de 900 MWe sur son site internet du 26 janvier au 16 février 2016 et organisé une réunion d'échange avec les parties prenantes sur le sujet. Cette consultation a recueilli 255 contributions. Ces contributions ont été prises en compte par l'ASN dans sa prise de position. Elles ont notamment conduit l'ASN à intégrer des demandes supplémentaires, par exemple sur les inondations d'origine interne, ainsi que la maintenance courante.

Actions menées lors de la phase générique du réexamen

À partir de juin 2016, des rencontres techniques ont eu lieu avec des membres de commissions locales d'information (CLI), de l'ANCCLI, d'associations et avec des experts non institutionnels.

En octobre 2016, l'ASN, l'IRSN, l'ANCCLI et la Commission locale d'information des grands équipements énergétiques du Tricastin (CLIGEET) ont en particulier organisé un séminaire intitulé « Poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe au-delà de 40 ans : quels enjeux de sûreté et quelle participation ? ». Ce séminaire, qui a réuni environ 150 personnes, avait pour objectif, à la fois, de présenter la position de l'ASN sur les orientations du quatrième réexamen périodique de ces réacteurs, de recueillir les interrogations du public sur les sujets abordés dans le cadre de ce réexamen, ainsi que d'échanger sur l'implication des CLI dans le processus de réexamen périodique. Ce séminaire a montré la nécessité de construire un dispositif de participation tout au long de l'instruction.

De 2016 à 2019, un nouveau cycle de rencontres thématiques, organisé par l'IRSN, l'ANCCLI et l'ASN, a porté sur les problématiques liées :

- à la conformité des installations et au traitement des écarts ;
- à la maîtrise du vieillissement ;
- aux risques associés aux agressions d'origine interne et externe (notamment les aléas météorologiques et climatiques) ;
- aux accidents avec fusion du cœur.

Ces rencontres ont permis aux participants de mieux appréhender les sujets techniques et le travail d’instruction technique. Elles ont aussi permis de développer leurs compétences sur des sujets techniques parfois complexes. Elles ont également permis à l’ASN d’entendre des représentants de la société civile très en amont de sa prise de position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe après leur quatrième réexamen périodique, dans l’objectif d’inclure ces questionnements dans ses instructions.

Concertation nationale organisée en 2018 et 2019

À la suite d’une recommandation du Haut comité pour la transparence de l’information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), une concertation nationale a été conduite, de septembre 2018 à mars 2019, sur les enjeux du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Cette concertation avait comme support la note de réponse aux objectifs du réexamen [104] rédigée par EDF pour la phase générique du réexamen. Cette note a été présentée et discutée avec différentes parties prenantes (riverains, publics avertis, étudiants...). Sous l’égide du HCTISN, les acteurs de cette concertation (EDF, ANCCLI, IRSN, ASN) ont ainsi pu recueillir, en amont du réexamen périodique de chacun des réacteurs concernés, le retour de ces publics sur les propositions d’EDF et leurs attentes en matière de sûreté et d’information.

Lors de cette concertation, qui s’est notamment déroulée autour des huit sites nucléaires concernés, et qui a réuni plus d’un millier de personnes, l’ASN a cherché à favoriser la compréhension des enjeux. Elle a publié à cette occasion un numéro des *Cahiers de l’ASN* intitulé « Centrales nucléaires au-delà de 40 ans : les enjeux du 4^e réexamen périodique des réacteurs nucléaires de 900 MWe » [105]. Elle a aussi contribué à alimenter la plateforme participative conçue pour la concertation, notamment en répondant aux questions qui y étaient posées.

Cette concertation a été également l’occasion pour l’ASN de recueillir les attentes du public et leurs préoccupations en matière de sûreté nucléaire, dans l’optique de sa prise de position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe après leur quatrième réexamen périodique.

Consultation du public sur le projet de décision de l’ASN à l’issue de la phase générique du réexamen

L’ASN a consulté le public sur le projet de décision fixant à EDF des prescriptions au vu des conclusions de la phase générique du quatrième réexamen périodique de ses réacteurs de 900 MWe.

Cette consultation s’est tenue du 3 décembre 2020 au 22 janvier 2021 sur le site Internet de l’ASN.

Afin de faciliter la compréhension des enjeux par le public, l’ASN a joint à la consultation :

- des fiches thématiques d’information présentant les conclusions de son instruction ;
- le projet du présent rapport d’instruction ;
- l’avis [109] du groupe permanent d’experts pour les réacteurs nucléaires portant sur le bilan de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Au cours de cette consultation, l’ASN a présenté son projet de décision à plusieurs parties prenantes, au cours d’une réunion d’échange tenue par visioconférence le 17 décembre 2020.

Au cours de la consultation, l’ASN a recueilli 1 235 commentaires formulés sur son site Internet. L’ANCCLI, Greenpeace et le ministère de l’environnement autrichien ont transmis une contribution détaillée.

Par ailleurs, l’ASN a recueilli les observations d’EDF sur le projet de décision, en application de l’article R. 593-38 du code de l’environnement.

3.2 PRISE EN COMPTE DES OBSERVATIONS RECUEILLIES AU COURS DE LA CONCERTATION NATIONALE MENÉE EN 2018 ET 2019 DANS LA POSITION DE L'ASN

La concertation nationale menée en 2018 et 2019 sous l'égide du HCTISN a permis d'identifier des sujets de préoccupation pour le public.

Le bilan [25] des garantes, désignées par le HCTISN pour veiller au bon déroulement de la concertation, liste les questions soulevées et les observations recueillies. Certaines questions ont notamment concerné la gouvernance de la sûreté nucléaire, les coûts de la sûreté nucléaire et les moyens humains qu'elle nécessite. Des questions du public ont par ailleurs porté sur la politique énergétique, en particulier sur l'opportunité de mener l'investissement nécessaire à la poursuite de fonctionnement des centrales nucléaires.

D'autres questions ont porté sur des sujets plus techniques, notamment la conformité des installations, la maîtrise du vieillissement, la réévaluation de la sûreté, les facteurs organisationnels et humains ainsi que la maîtrise des impacts sur l'environnement.

L'ASN a noté l'attention forte portée à la maîtrise de la conformité des installations et de leur vieillissement (obsolescence des composants, équipements non remplaçables, qualité des matériaux).

L'ASN constate que, même « *si les mesures de réévaluation de la sûreté ont été régulièrement jugées pertinentes par le public* », de nombreuses questions ont été posées sur ce thème. En particulier, l'ASN a entendu l'importance pour le public de renforcer l'analyse sur les risques liés au changement climatique (inondation, canicule, sécheresse), mais également sur d'autres agressions (explosion, incendie, effets domino dans les environnements très industrialisés).

Par ailleurs, l'ASN a relevé de nombreuses questions ayant trait aux facteurs organisationnels et humains, notamment sur les aspects liés aux compétences, à la formation et à la sous-traitance.

Les attentes et préoccupations du public ont été prises en compte par l'ASN à plusieurs niveaux :

- pour orienter les travaux sur les différents thèmes du réexamen et pour la définition des objectifs à atteindre ;
- en s'assurant que les sujets soulevés étaient bien examinés lors de l'instruction, dès lors qu'ils relevaient du processus de réexamen ;
- en veillant à ce que les produits du réexamen répondent aux attentes exprimées, qu'il s'agisse de leur prise en compte effective pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs ou de la réponse aux questions soulevées.

L'ASN a demandé à l'IRSN d'intégrer dans ses expertises les questions soulevées par le public qui traduisaient une attente particulière. À titre d'exemple, l'ASN a ainsi demandé à l'IRSN d'apporter un éclairage sur le rapprochement du niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui des réacteurs de troisième génération dans le cadre de son expertise portant sur les études probabilistes de sûreté.

Les paragraphes suivants précisent, pour chaque thématique, comment ces questions et observations ont été prises en compte lors de l'élaboration de la position de l'ASN sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe après leur quatrième réexamen périodique.

Maîtrise de la conformité des installations et de leur vieillissement

Le public s'est interrogé sur la durée de vie d'une centrale nucléaire.

En France comme dans la plupart des pays européens, la durée de fonctionnement des installations nucléaires de base n'est pas limitée *a priori*. En contrepartie, l'article L. 593-18 du code de l'environnement impose aux exploitants d'examiner en profondeur, tous les dix ans, la conformité de leurs installations aux référentiels applicables, de remédier aux éventuels écarts détectés, de réaliser un examen approfondi des effets du vieillissement sur les matériels et d'améliorer la sûreté de leurs installations. Toutes les installations nucléaires de base présentes sur le territoire français sont soumises à cette obligation réglementaire.

Le public s'est interrogé sur la conformité des installations. Ce thème est traité aux paragraphes 4.1 et 4.3 du présent rapport. Sur ce sujet, les principales questions ont porté sur :

- les défauts constatés dans les parois des cuves de certains réacteurs :
Certaines cuves sont affectées de défauts, dont les dimensions sont connues. L'absence d'évolution significative est vérifiée à chaque visite décennale. L'acceptabilité de ces défauts avérés est justifiée par des études spécifiques. Ces études spécifiques n'amènent pas de remarque de la part de l'ASN (voir paragraphe 4.3.1.3.1) ;
- les ségrégations du carbone présentes dans certaines parties des générateurs de vapeur :
Les ségrégations du carbone, qui correspondent à une augmentation locale de la teneur en carbone, peuvent affecter les caractéristiques de l'acier. EDF a mené un programme d'étude spécifique sur ce point. Dans l'attente des conclusions de ce programme, l'ASN a imposé la mise en place de restrictions dans l'exploitation des réacteurs pour restaurer les marges face à ce risque ;
- la disponibilité des pièces de rechange :
La disponibilité des pièces de rechange est fortement conditionnée par l'évolution du tissu industriel des fournisseurs, l'arrêt de la fabrication de certains composants ou la disparition de leur fabricant qui peuvent conduire à des difficultés d'approvisionnement. L'objectif de la gestion de l'obsolescence des matériels mise en œuvre par EDF repose sur la constitution de stocks suffisants de matériels identiques ou la mise en place d'un approvisionnement pérenne de nouveaux matériels adaptés ou qualifiés. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN, notamment pour ce qui concerne la prise en compte des exigences de qualification des matériels de rechange (voir paragraphe 4.2).

De manière plus générale, la stratégie de vérification de la conformité a été révisée dans le cadre du quatrième réexamen périodique. L'ASN estime que le programme de contrôles *in situ* prévu par EDF, complété par des revues de conception et des essais particuliers, est satisfaisant. L'ASN a cependant émis des demandes spécifiques sur cette thématique qui constitue un enjeu fondamental du réexamen.

L'approche retenue par EDF pour la maîtrise du vieillissement consiste, comme indiqué dans le paragraphe 4.2 du présent rapport :

- pour les matériels remplaçables, à évaluer leur vieillissement, réaliser des opérations de maintenance pour limiter leurs dégradations, et, si nécessaire, les remplacer ;
- pour les matériels irremplaçables tels que la cuve et l'enceinte de confinement, à vérifier leur capacité à assurer leurs fonctions, en fonctionnement normal ou accidentel, pour les dix années suivant le réexamen du réacteur. Ces analyses conduisent notamment EDF à adapter l'exploitation et la maintenance de ces matériels.

La démarche globale de maîtrise des effets du vieillissement n'appelle pas, dans ses principes, de remarque de la part de l'ASN. Son application doit être rigoureuse pour assurer la maîtrise du vieillissement des réacteurs dans la perspective de leur fonctionnement au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'ASN sera attentive aux dispositions mises en place par EDF et leurs effets dans la durée, notamment lors des inspections qui seront réalisées sur ces sujets.

Par ailleurs, l'ASN a demandé à EDF [11] que l'arrêt définitif des réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim soit mis à profit pour réaliser certains essais ou expertises de composants prélevés afin de vérifier le comportement ou l'absence de phénomènes de dégradation ou de vieillissement non prévus, en particulier pour des systèmes, structures et composants difficilement accessibles.

Réévaluation de la sûreté

Le bilan des garanties souligne que les mesures de réévaluation de la sûreté ont été régulièrement jugées pertinentes par le public, « *en particulier le diesel d'ultime secours, les moyens de refroidissement du combustible, le récupérateur de corium, la modernisation du contrôle commande, l'intervention de la FARN, la réévaluation de la maîtrise du confinement* ».

De nombreuses questions ont porté sur la pertinence de l'objectif de tendre vers le niveau de sûreté du réacteur EPR de Flamanville alors que sa construction connaît des difficultés et sur le caractère adapté de ce référentiel compte tenu des connaissances actuelles. Les objectifs retenus pour le quatrième réexamen périodique ont en effet pour but de tendre vers les objectifs généraux de sûreté du réacteur EPR, notamment par :

- la limitation des conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur afin de réduire significativement l'occurrence de situations avec mise en œuvre de mesures de protection des populations ;
- la réduction du risque d'accident avec fusion du cœur et la limitation de ses conséquences, en particulier en réduisant les situations nécessitant l'ouverture du dispositif d'événement et de filtration de l'enceinte de confinement ainsi qu'en réduisant le risque de percée du fond de cette enceinte par le corium ;
- l'amélioration de la prise en compte des agressions d'origine interne ou externe. Les réacteurs pourront faire face à des agressions d'intensité plus sévère que celles retenues jusqu'alors et seront plus robustes face à la défaillance d'un équipement actif en cas d'agression ;
- l'amélioration de la sûreté de l'entreposage du combustible usé dans la piscine d'entreposage.

Ces sujets ont été intégrés à l'instruction et sont traités dans les paragraphes 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 et 5.6.

Concernant la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible, l'ASN souligne le travail réalisé par EDF en termes d'études de sûreté qui ont conduit à la définition de dispositions supplémentaires qui permettront d'améliorer notablement la sûreté de l'entreposage du combustible et de répondre aux objectifs retenus pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Concernant les agressions, le public s'est interrogé sur la nécessité de renforcer l'analyse sur le risque d'explosion d'hydrogène, le risque d'incendie et le changement climatique (risques d'inondation, de montée des eaux, de canicule...) et sur la prise en compte des effets domino dans un environnement très industrialisé. Ces éléments sont présentés au paragraphe 5.2.7. De nombreuses études ont été réalisées dans le cadre du quatrième réexamen périodique, qui ont conduit à la définition de nouvelles dispositions. La mise en œuvre de ces dispositions, complétées par les modifications résultant des demandes de l'ASN, permettra d'améliorer notablement la sûreté des installations et d'atteindre les objectifs qui avaient été fixés à ce réexamen.

Pour la prise en compte des « effets domino » dans un environnement très industrialisé, EDF a considéré, dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté effectuées après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, les risques qui proviendraient des activités industrielles situées à proximité des centrales nucléaires, conformément aux prescriptions de l'ASN. EDF a en particulier considéré les effets d'un incendie généralisé à l'ensemble du site des Appontements pétroliers des Flandres (APF) sur la centrale nucléaire de Gravelines.

Le public s'est également interrogé sur les enseignements de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. Ce sujet a été intégré à l'instruction et fait l'objet du paragraphe 5.8. Les modifications mises en place lors du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe tiennent compte des enseignements de cet accident : elles doivent permettre de faire face à des situations de perte des sources électriques ou de la source froide pendant une longue période, éventuellement cumulées à des événements naturels majeurs (séisme, inondation, tornade, etc.).

Certaines questions ont porté sur les méthodes d'évaluation des risques reposant sur des approches probabilistes et leurs limites au regard de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. En France, la démonstration de sûreté repose sur une démarche déterministe, c'est-à-dire une démarche qui postule la survenue d'événement indépendamment de leur probabilité (par exemple, une rupture de tuyauterie) en retenant en outre une défaillance d'équipement et des hypothèses pessimistes. Cette démarche déterministe est complétée par un éclairage probabiliste tenant compte en particulier de la fiabilité des matériels, afin de déterminer des dispositions complémentaires permettant de réduire les risques de l'installation. À cet égard, les éléments présentés au paragraphe 5.7 montrent les apports de l'éclairage probabiliste.

Facteurs organisationnels et humains

Le public s'est également interrogé sur la contribution des facteurs organisationnels et humains, notamment sur la transmission des compétences, le suivi de la maintenance, la formation continue des personnels d'EDF, des prestataires et sous-traitants. Cette thématique est traitée au paragraphe 7.3.1. Pour l'ASN, les facteurs organisationnels et humains désignent un ensemble de facteurs de natures très diverses, parmi lesquels les compétences et leurs modalités d'acquisition et de transmission. Ces facteurs ont une influence sur la manière dont les activités de travail, par exemple les activités d'exploitation d'une installation nucléaire ou plus spécifiquement les activités de maintenance, sont réalisées par les différents acteurs (salariés d'EDF, prestataires ou sous-traitants). L'ASN estime qu'EDF doit analyser de manière plus large et structurée la maîtrise des risques dans les activités d'exploitation.

Enfin, certains participants se sont interrogés sur les risques induits par un excès de réglementation. Cette question rejoint la question de l'articulation entre la sûreté réglée et la sûreté gérée traitée par l'un des groupes de travail du Comité d'orientation sur les facteurs sociaux organisationnels et humains (COFSOH) mis en place par l'ASN. Ce groupe de travail a publié un rapport sur le sujet [108].

EDF a proposé un déploiement des modifications échelonné sur plusieurs phases, en visant une standardisation du déploiement de ces modifications sur les différents réacteurs afin de limiter les aléas. Ce déploiement en deux phases vise d'une part à disposer d'une capacité industrielle suffisante pour mettre en œuvre les modifications, et d'autre part à faciliter l'appropriation par les équipes de conduite de ces modifications en matière d'exploitation des installations. Ce déploiement en plusieurs phases est conforme avec les dispositions réglementaires et tient compte de la capacité du tissu industriel à réaliser les modifications avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions. Il n'appelle pas, sur le principe, de remarque de l'ASN. L'ASN s'est assurée que la majeure partie des modifications sera déployée dès la première phase.

Maîtrise des impacts environnementaux

De nombreuses observations du public ont porté sur les impacts environnementaux et les effets sur la santé du fonctionnement normal des centrales nucléaires. Ce sujet a été intégré à l'instruction de l'ASN et fait l'objet du paragraphe 6.

Le public s'est interrogé sur les rejets d'effluents chauds dans les cours d'eau ou dans la mer par les centrales nucléaires. Ces rejets thermiques conduisent à une élévation de la température entre l'amont et l'aval du rejet qui peut aller, suivant les réacteurs, de quelques dixièmes de degrés à plusieurs degrés. Dans le cas des centrales nucléaires utilisant un cours d'eau, l'ASN a défini, pour chaque site, les conditions de rejet de l'eau utilisée pour le refroidissement. Afin de préserver l'environnement, notamment l'écosystème, l'échauffement du cours d'eau dû au fonctionnement de la centrale nucléaire et la température de l'eau à son aval sont encadrés par des valeurs limites. En cas de dépassement des valeurs limites, l'exploitant doit réduire la puissance du réacteur ou l'arrêter. Des dispositions particulières sont néanmoins applicables si la sécurité du réseau électrique est en jeu. Ces valeurs limites sont réévaluées à plusieurs reprises au cours de la vie des installations.

En ce qui concerne la gestion des déchets qui a aussi fait l'objet de nombreuses questions du public, l'ASN demande à EDF de mettre à jour l'étude d'impact de chacun des sites afin d'y intégrer les pratiques et les connaissances les plus récentes. Cette étude d'impact devra intégrer les éléments actuellement présentés dans l'étude relative aux déchets prévue par la décision [22]. Elle devra ainsi justifier, sur la base des meilleures techniques disponibles, les dispositions retenues pour la gestion des déchets produits ou à produire, notamment pour prévenir et réduire à la source la production et la nocivité des déchets, et assurer la traçabilité des déchets.

3.3 PRISE EN COMPTE DES OBSERVATIONS RECUEILLIES AU COURS DE LA CONSULTATION MENÉE PAR L'ASN SUR LE PROJET DE DÉCISION EN DÉCEMBRE 2020 ET JANVIER 2021

Une partie importante des observations recueillies ont porté sur des thématiques qui ne sont pas liées au réexamen périodique. De nombreuses contributions ont en particulier souligné la question de l'arrêt définitif des réacteurs nucléaires en France. L'ASN peut à tout moment suspendre le fonctionnement d'un réacteur en cas de danger grave et imminent. Cela fait partie de sa mission de contrôle permanent des installations nucléaires. Toutefois, l'arrêt définitif d'un réacteur nucléaire pour des raisons de politique énergétique est décidé par le gouvernement et non par l'ASN.

Certaines observations ont réinterrogé des objectifs définis lors de la phase d'orientation du quatrième réexamen périodique. Par exemple, des commentaires ont réclamé une « bunkérisation » des piscines d'entreposage du combustible.

Beaucoup d'observations ont pointé une incompréhension sur le fait que l'ensemble des modifications des installations issues du réexamen périodique ne sera pas mis en œuvre au cours des visites décennales. Ces observations ont porté à la fois sur le lotissement des modifications prévu par EDF et sur les échéances fixées par l'ASN dans ses prescriptions.

Des commentaires ont exprimé une demande d'information complémentaire. Ils réclamaient une explicitation du niveau de sûreté atteint à l'issue des quatrièmes réexamens périodiques, notamment au regard du niveau de sûreté fixé pour les réacteurs de type EPR, ou encore une clarification des sujets qui seront traités dans le cadre de la phase du réexamen spécifique à chaque réacteur.

Des commentaires ont mis en évidence une absence d'adhésion d'une partie du public à certaines conclusions de l'ASN, notamment en ce qui concerne la maîtrise du vieillissement des cuves ou l'efficacité de la fonction d'étalement et de refroidissement du corium.

Enfin, les observations ont exprimé généralement une position très orientée en faveur ou en défaveur de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de leur quatrième réexamen périodique. Une partie du public a exprimé une défiance vis-à-vis d'EDF (capacité et volonté à mettre en œuvre l'ensemble des dispositions) et, dans une moindre mesure, vis-à-vis de l'ASN (capacité à faire respecter ses prescriptions). Une autre partie a souligné la qualité des travaux réalisés dans le cadre de la phase générique du réexamen et a exprimé sa confiance dans les acteurs impliqués.

Les principaux sujets abordés dans les observations du public sont :

– *sujets généraux*

- Le sens et l'objectif de la consultation, ainsi que la manière dont les résultats seront pris en compte.
- La durée de la consultation, jugée généralement trop courte.
- L'absence de consultation des pays frontaliers, l'application de la convention d'Espoo et de la convention d'Aarhus, l'absence de mise à disposition d'une version en anglais de la documentation jointe à la consultation et l'absence de débat public.
- Les liens entre le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), les futures opérations de démantèlement et la gestion des déchets.
- Les critères pour déterminer les centrales à arrêter définitivement en premier, en particulier la proximité avec les agglomérations ou des zones à risques.
- Le fait que plusieurs réacteurs ont réalisé leur visite décennale avant la prise de position de l'ASN sur la phase générique du réexamen.
- Le manque de confiance dans l'industrie nucléaire et envers EDF. Certains commentaires ont suggéré que des expertises indépendantes soient réalisées sur certaines thématiques techniques.
- Les contraintes induites par le réexamen sur l'exploitant : le coût des travaux à réaliser dans le cadre du quatrième réexamen périodique et la complexification des systèmes et des procédures résultant de ces travaux, qui pourraient dans certains cas être défavorables à la sûreté.
- Le coût économique d'un accident majeur sur une centrale nucléaire et la politique d'évacuation dans cette situation.

– *sujets portant sur les objectifs du réexamen ou la mise en œuvre des dispositions issues du réexamen*

- L'atteinte des objectifs fixés lors des orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et le niveau de sûreté atteint au regard de celui fixé pour les réacteurs de type EPR.
- Le lotissement des modifications issues du réexamen, les échéances des prescriptions de l'ASN et le délai de prise en compte du retour d'expérience en général et de celui de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima en particulier.
- La capacité (ressources humaines, financières...) et la volonté d'EDF à mettre en œuvre les dispositions issues du quatrième réexamen périodique concomitamment sur plusieurs réacteurs.
- La capacité de l'ASN à faire respecter ses prescriptions et les possibilités de faire évoluer leur échéance dans le futur, notamment en cas d'arrêt de certains réacteurs dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

– *sujets techniques*

- La maîtrise de la conformité des installations et les écarts qui perdurent au fil du temps et des réexamens.
- La maîtrise du vieillissement, en particulier de la cuve, de l'enceinte de confinement et des câbles, la consommation des marges ainsi que la possibilité de procéder à des essais ou à des prélèvements d'équipements sur la centrale nucléaire de Fessenheim.
- Les risques liés aux piscines d'entreposage du combustible et notamment leur résistance aux agressions externes extrêmes et aux actes de malveillance, notamment la chute d'un avion.
- Les facteurs organisationnels et humains, dont la maîtrise est essentielle pour la sûreté : la gestion de la sous-traitance, la qualité des intervenants, la formation, les savoir-faire et le maintien et le transfert des compétences.

- Les agressions, notamment le caractère suffisant des niveaux d'aléa retenus au regard du retour d'expérience et du changement climatique et, plus spécifiquement, la tenue au séisme des installations et la prise en compte du retour d'expérience du séisme de Teil du 11 novembre 2019 pour les centrales nucléaires de Cruas et du Tricastin.
 - La prise en compte des risques liés à une pandémie.
 - La prise en compte des risques liés aux grands froids.
 - La prise en compte des risques liés aux activités industrielles voisines des centrales nucléaires.
 - Les accidents avec fusion du cœur et l'efficacité du système de stabilisation et de refroidissement du corium.
 - La protection de l'environnement et, en particulier, les rejets des centrales nucléaires et les événements de dissémination de radioactivité survenus dans le passé.
- *observations portant sur des points précis du projet de décision*
- L'annexe 2 dans laquelle figure certaines échéances de prescription était peu lisible. Les échéances n'étaient pas les mêmes pour tous les réacteurs.
 - La décision aurait pu viser le bilan de la concertation menée par le HCTISN en 2018 et 2019.
 - L'article 3 du projet de décision portant sur le bilan annuel demandé à EDF laissait entendre que les échéances des prescriptions pourraient être revues ultérieurement.
 - Le bilan annuel aurait dû être public et présenté aux commissions locales d'information.
 - Le délai de résorption des écarts « dès que possible » (prescription [CONF-A]) n'était pas suffisamment clair.
 - La formulation du II de la prescription [AG-C] portant sur le renforcement du dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement n'était pas suffisamment claire.
- *observations formulées par EDF*
- EDF a proposé des évolutions de certaines formulations précises du projet de décision, de supprimer la prescription portant sur un essai d'ouverture de phase et de modifier certaines des échéances des prescriptions.

Ces observations recueillies ont conduit l'ASN à faire évoluer le projet de décision sur les points suivants :

- l'ASN a revu certaines échéances de prescription. En particulier, l'ASN a prescrit la remise de certaines études à une date fixe pour tout un site ou pour tous les réacteurs de 900 MWe plutôt qu'à des dates différentes en fonction des réacteurs. Cela a conduit à avancer les échéances correspondantes pour certains réacteurs. L'ASN a par ailleurs reporté certaines des échéances en raison de contraintes industrielles et d'exploitation particulières quand le report était acceptable du point de vue de la sûreté ;
- l'ASN a amélioré la lisibilité des échéances figurant dans les tableaux de l'annexe 2 de la décision, en distinguant les modifications qui doivent être mises en œuvre avant la remise du rapport de conclusion du réexamen (soit, en pratique, lors de la visite décennale) ;
- l'ASN a ajouté un visa au bilan de la concertation menée par le HCTISN en 2018 et 2019, afin de mettre en évidence que ses conclusions ont été prises en compte par l'ASN ;
- l'ASN a ajouté un considérant afin d'explicitier sa position sur le calendrier de déploiement des modifications issues du réexamen. Ce calendrier doit tenir compte de l'importance pour la sûreté des modifications et de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'appropriier ces évolutions. La majeure partie des améliorations de sûreté sera réalisée lors de la visite décennale ;

- l'ASN a revu l'article 3 du projet de décision portant sur le bilan annuel demandé à EDF. L'ASN a demandé en particulier à EDF d'anticiper les éventuelles difficultés de respect des échéances prescrites, de définir des mesures complémentaires pour remédier aux insuffisances constatées et de rendre public ce bilan ;
- l'ASN a clarifié ses attentes vis-à-vis des écarts détectés lors de la visite décennale et qui n'ont pas pu être résorbés lors de celle-ci en demandant de les intégrer dans le dossier qu'EDF doit lui soumettre avant le redémarrage du réacteur ;
- l'ASN a reformulé le II de la prescription [AG-C] portant sur le renforcement du dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement pour expliciter le fait qu'il s'agit d'une demande.

Les observations du public ont également été prises en compte par l'ASN dans d'autres cadres.

Afin de répondre au besoin d'information, l'ASN a publié en même temps que sa décision, un numéro dédié des cahiers de l'ASN. Dans ce cahier, l'ASN a apporté des réponses à certaines questions récurrentes formulées par le public. Elles ont porté en particulier sur :

- le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'issue de leur quatrième réexamen périodique ;
- les moyens dont dispose l'ASN pour faire respecter ses prescriptions ;
- l'articulation entre la quatrième visite décennale ayant déjà eu lieu pour certains réacteurs et la position de l'ASN sur la phase générique du réexamen ;
- la prise en compte du changement climatique et des agressions d'intensité extrême ;
- le rôle de l'ASN dans la décision d'arrêt définitif d'un réacteur.

Par ailleurs, les réponses à certaines interrogations soulevées par le public se trouvent dans le présent rapport. La suite de la présente partie explicite les principales réponses.

L'application de la convention d'Espoo

Le public s'est interrogé sur l'absence de consultation officielle des pays voisins et, en particulier sur l'application de la convention d'Espoo relative aux évaluations de l'impact sur l'environnement dans des contextes transfrontaliers.

La durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires relève de la politique énergétique, qui est définie et mise en œuvre par le gouvernement. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuellement en vigueur prévoit l'arrêt des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim en 2020, puis l'arrêt de 12 réacteurs nucléaires d'ici 2035, pour une majorité d'entre eux au moment de leur 5^{ème} visite décennale, en retenant donc le principe de la poursuite de leur fonctionnement. Cette PPE a fait l'objet d'une évaluation environnementale stratégique, incluant un débat public au niveau national et la consultation des pays voisins.

Quelles que soient les orientations de politique énergétique, un réacteur ne peut poursuivre son fonctionnement que si celui-ci respecte les exigences en matière de sûreté. L'objectif du réexamen est de vérifier de manière approfondie le respect de ces exigences et de réactualiser celles-ci. La phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe conduit ainsi à une décision de l'ASN renforçant les exigences applicables aux réacteurs d'EDF, qui ne constitue pas une autorisation qui relèverait de la convention d'Espoo.

La maîtrise de la conformité et du vieillissement

Ce thème est traité dans la partie 4 du présent rapport. Sur ce sujet, les principales questions ont porté sur :

- la tenue des cuves en général et celles en particulier dans lesquelles des défauts ont été détectés par le passé. L'ASN dédie un paragraphe de son rapport d'instruction (§ 4.3.1) au risque de rupture brutale des cuves. Certaines cuves sont affectées de défauts, dont les dimensions sont connues. L'absence d'évolution significative est vérifiée à chaque visite décennale. L'acceptabilité de ces défauts est justifiée par des études spécifiques. Ces études spécifiques n'amènent pas de remarque de la part de l'ASN (§ 4.3.1.3.1) ;
- la mise à profit de l'arrêt définitif de la centrale nucléaire de Fessenheim. Le rapport d'instruction signale (§ 4.2.3.3) que l'ASN a demandé que l'arrêt définitif des réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim soit mis à profit pour réaliser certains essais ou expertises de composants prélevés afin de vérifier le comportement ou l'absence de phénomènes de dégradation ou de vieillissement non prévus, en particulier pour des systèmes, structures et composants difficilement accessibles ;
- le remplacement des générateurs de vapeur. L'état d'avancement des remplacements des générateurs de vapeur est traité au paragraphe § 4.2.3.4 : « EDF achève le programme de remplacement des générateurs de vapeur de ses réacteurs de 900 MWe. Les générateurs de vapeur de cinq réacteurs de 900 MWe doivent encore être remplacés et le seront au plus tard lors de leur quatrième visite décennale ».

Réévaluation de la sûreté

De nombreuses questions ont porté sur la pertinence de l'objectif de tendre vers le niveau de sûreté du réacteur EPR de Flamanville alors que sa construction connaît des difficultés et sur le caractère adapté de ce référentiel compte tenu des connaissances actuelles. Ces sujets ont été intégrés à l'instruction et sont traités dans les paragraphes 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 et 5.6 du rapport d'instruction.

Les objectifs de sûreté des réacteurs de nouvelle génération, comme le réacteur EPR de Flamanville, ont été pris comme référence pour la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de 40 ans.

À l'issue du réexamen, des écarts subsisteront entre le niveau de sûreté du réacteur EPR et celui des réacteurs de 900 MWe. Il existe en effet des différences de conception significatives, comme la disposition plus favorable des différents bâtiments du réacteur EPR, la protection du bâtiment de la piscine d'entreposage du combustible ou le nombre de systèmes de sûreté permettant de faire face à un accident.

Toutefois, le quatrième réexamen périodique permettra de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui des réacteurs de troisième génération. EDF a en particulier prévu de renforcer les sources d'alimentation électrique et de refroidissement et la protection des réacteurs contre les agressions d'intensité extrême. Le réexamen permettra de réduire les conséquences radiologiques des accidents. Il conduira également EDF à déployer des améliorations de sûreté directement inspirées des réacteurs de nouvelle génération : c'est le cas par exemple de la fonction de stabilisation et de refroidissement du corium à l'intérieur de l'enceinte de confinement.

Concernant les agressions, le public s'est interrogé sur la nécessité de renforcer l'analyse sur le risque d'explosion d'hydrogène, le risque d'incendie et le changement climatique (risques d'inondation, de montée des eaux, de canicule...) et sur la prise en compte des risques liés aux activités industrielles voisines des centrales nucléaires. Ces éléments sont présentés au paragraphe 5.2.7 du rapport d'instruction.

Les préconisations de l'association WENRA ont notamment été considérées pour la réévaluation des protections contre les effets des agressions internes et externes (intensité des agressions à retenir pour le dimensionnement des installations, prise en compte d'un aggravant dans les études). Les effets du réchauffement climatique sont pris en compte dans les études d'agression, et une situation d'agression « canicule » est définie et prise en compte.

EDF a considéré, dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté effectuées après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, les risques qui proviendraient des activités industrielles situées à proximité des centrales nucléaires, conformément aux prescriptions de l'ASN. EDF a en particulier considéré les effets d'un incendie généralisé à l'ensemble du site des Appontements pétroliers des Flandres (APF) sur la centrale nucléaire de Gravelines.

Pour les risques liés aux inondations externes, l'ASN indique le présent rapport (§5.2.6), que les évaluations sont basées sur le guide n° 13 de l'ASN qui intègre les effets hydrodynamiques liés à une rupture de barrage.

Pour la chute d'avion (§ 5.2.7), EDF a mis à jour les paramètres d'accidentologie (probabilité de chute annuelle d'un avion d'une catégorie donnée, facteurs régionaux de densité de trafic aérien) dans le cadre du réexamen. Les paramètres de trafic aérien, propres au site, seront mis à jour et évalués dans le cadre des rapports de conclusion des réexamens.

De nombreuses questions ont également porté sur la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible. Dans le présent rapport, l'ASN souligne le travail réalisé par EDF en termes d'études de sûreté, qui a conduit à la définition de dispositions supplémentaires qui permettront d'améliorer notablement la sûreté de l'entreposage du combustible et de répondre aux objectifs retenus pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe (§ 5.4).

Facteurs organisationnels et humains

Le public s'est également interrogé sur la contribution des facteurs organisationnels et humains, notamment sur la transmission des compétences, le suivi de la maintenance, la formation continue des personnels d'EDF, des prestataires et sous-traitants. Cette thématique est traitée au paragraphe 7.3.1. Ces facteurs ont une influence sur la manière dont les activités de travail, par exemple les activités d'exploitation d'une installation nucléaire ou plus spécifiquement les activités de maintenance, sont réalisées par les différents acteurs (salariés d'EDF, prestataires ou sous-traitants). L'ASN estime qu'EDF doit analyser de manière plus large et structurée la maîtrise des risques dans les activités d'exploitation.

Enfin, certains commentaires ont porté sur les risques induits par un excès d'encadrement réglementaire. L'ASN considère que la complexité croissante des règles à observer et des actions à réaliser en exploitation constitue effectivement un point de vigilance. Cette question rejoint également celle de l'articulation entre la sûreté réglée et la sûreté gérée traitée par l'un des groupes de travail du Comité d'orientation sur les facteurs sociaux organisationnels et humains (COFSOH) mis en place par l'ASN. Ce groupe de travail a publié un rapport sur le sujet.

Maîtrise des impacts sur l'environnement

Des observations du public ont porté sur les impacts environnementaux et les effets sur la santé du fonctionnement normal des centrales nucléaires. Ce sujet a été intégré à l'instruction de l'ASN et fait l'objet du paragraphe 6.

Le public s'est interrogé sur les rejets d'effluents chauds dans les cours d'eau ou dans la mer par les centrales nucléaires. Ces rejets thermiques conduisent à une élévation de la température entre l'amont et l'aval du rejet qui peut aller, suivant les réacteurs, de quelques dixièmes de degrés à plusieurs degrés. Dans le cas des centrales nucléaires utilisant un cours d'eau, l'ASN a défini, pour chaque site, les conditions de rejet de l'eau utilisée pour le refroidissement. Afin de préserver l'environnement, notamment l'écosystème, l'échauffement du cours d'eau dû au fonctionnement de la centrale nucléaire et la température de l'eau à son aval sont encadrés par des valeurs limites. En cas de dépassement des valeurs limites, l'exploitant doit réduire la puissance du réacteur ou l'arrêter. Des dispositions particulières sont néanmoins applicables si la sécurité du réseau électrique est en jeu. Ces valeurs limites sont réévaluées à plusieurs reprises au cours de la vie des installations.

En ce qui concerne la gestion des déchets qui a aussi fait l'objet de nombreuses questions du public, l'ASN demande à EDF de mettre à jour l'étude d'impact de chacun des sites afin d'y intégrer les pratiques et les connaissances les plus récentes. Cette étude d'impact devra intégrer les éléments actuellement présentés dans l'étude relative aux déchets. Elle devra ainsi justifier, sur la base des meilleures techniques disponibles, les dispositions retenues pour la gestion des déchets produits ou à produire, notamment pour prévenir et réduire à la source la production et la nocivité des déchets et assurer leur traçabilité.

3.4 ASSOCIATION DU PUBLIC APRÈS LA PHASE GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN

Les dispositions définies par EDF pour le quatrième réexamen périodique de chacun des réacteurs de 900 MWe donneront lieu à une enquête publique, sur chaque site concerné, au fur et à mesure de leur réexamen.

L'ASN soumettra par ailleurs à la consultation du public les projets de prescription qu'elle jugera nécessaires pour la poursuite de fonctionnement de chacun des réacteurs dans le cadre de la phase spécifique de leur réexamen.

4 POSITION DE L'ASN SUR LA CONFORMITÉ DES INSTALLATIONS ET LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT ET DE L'OBSOLESCENCE

Conformément à l'article L. 593-18 du code de l'environnement, le réexamen périodique d'une installation nucléaire de base doit permettre d'apprécier sa situation au regard des règles qui lui sont applicables.

La vérification et le maintien dans le temps de la conformité des installations s'articulent principalement autour :

- d'une vérification de la conformité des équipements et structures à leurs exigences définies⁶ et la réalisation des actions de mise en conformité nécessaires ;
- de la maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence.

Le réexamen périodique constitue un cadre privilégié pour se réinterroger sur les moyens de démontrer le caractère suffisant et l'efficacité des dispositions mises en œuvre pour maintenir cette conformité.

La démarche d'EDF de vérification et de maintien dans le temps de la conformité des installations lors des réexamens périodiques s'appuie sur quatre dispositions: l'examen de conformité des tranches (ECOT), le programme d'investigations complémentaires (PIC), les dispositions de maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence et les essais particuliers à réaliser lors des visites décennales. Ces dispositions sont réalisées en complément de la maintenance courante, de la surveillance en exploitation et du traitement des écarts détectés lors de l'exploitation.

De plus, EDF a réalisé un travail important de vérification de la conformité de certains équipements ou systèmes, comme les systèmes participant au confinement (paragraphe 4.3.2), les groupes électrogènes de secours à moteur diesel (paragraphe 4.3.4) et les systèmes utilisés pour la recirculation de l'eau présente au fond des puisards du bâtiment du réacteur, nécessaires dans certaines situations accidentelles (paragraphe 4.3.3).

4.1 VÉRIFICATION DE LA CONFORMITÉ

4.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

La vérification de la conformité des réacteurs de 900 MWe s'inscrit dans un cadre particulier puisque, en 2009, EDF a émis le souhait de poursuivre significativement la durée de fonctionnement de ses réacteurs au-delà de quarante ans. Dans ce cadre, l'ASN a demandé à EDF en 2013 [2] de renforcer notablement l'étendue de l'examen de conformité de chaque réacteur et de son exploitation et de proposer des vérifications, notamment sur la base de « *contrôles in situ, devant couvrir l'ensemble des exigences définies pour les éléments importants pour la protection des intérêts* » (EIP) mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

Le retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs ayant révélé des insuffisances dans les processus mis en œuvre pour assurer et maintenir dans le temps la conformité des installations aux exigences définies lors de la conception et de l'exploitation, l'ASN a demandé à EDF en 2016, par le courrier en référence [6], de revoir sa stratégie de vérification de la conformité pour le quatrième réexamen périodique

⁶ Exigence définie : exigence assignée à un élément important pour la protection, afin qu'il remplisse avec les caractéristiques attendues la fonction prévue dans la démonstration de sûreté.

en allant au-delà des examens de conformité réalisés lors des précédents réexamens périodiques. À cette fin, l'ASN a formulé des demandes articulées autour de cinq axes :

- l'extension du périmètre et des contrôles de la vérification de la conformité ;
- la définition et la réalisation de revues de conception⁷ de systèmes importants pour la sûreté ;
- la définition et la réalisation d'essais complémentaires à ceux réalisés lors des visites décennales ;
- le renforcement de l'organisation mise en place pour traiter les écarts au plus tard lors des quatrièmes visites décennales, en particulier ceux identifiés en amont de celles-ci ;
- la correction des anomalies identifiées dans les études. Ce point est traité au paragraphe 5.3.

4.1.2 Synthèse des contrôles et des essais prévus par EDF

4.1.2.1 Examen de conformité de tranche (ECOT)

À l'occasion du réexamen périodique de chaque réacteur, EDF procède à une vérification de la conception et de la construction, appelée « examen de conformité de tranche », visant à contrôler de manière ciblée la conformité du réacteur à son référentiel de sûreté applicable avant le réexamen afin de détecter les éventuels écarts latents et, le cas échéant, les résorber. Cet examen est réalisé en complément des dispositions courantes de maintenance et de surveillance ainsi que de traitement des écarts.

La démarche d'EDF pour établir son programme d'ECOT du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe s'avère très proche de celle mise en œuvre lors des précédents réexamens. Après intégration des demandes de l'ASN [7] et des compléments définis au cours de l'instruction des orientations du quatrième réexamen périodique, EDF a retenu pour cet ECOT les thèmes suivants :

- le traitement des fiches d'écart ;
- la qualification des matériels aux conditions accidentelles ;
- les spécificités de conception et de réalisation des matériels de sauvegarde de chaque site ;
- les tuyauteries en acier noir, sous calorifuge, du système de distribution d'eau déminéralisée (SED) et les traversées entre l'extérieur et l'intérieur de bâtiments ;
- le génie civil des rétentions et puisards ultimes vis-à-vis des risques non radiologiques, la conformité des bâtiments des auxiliaires de conditionnement (BAC), les galeries et les tuyauteries en béton à âme en tôle du système d'eau brute secourue (SEC) ;
- les principaux organes permettant d'assurer la maîtrise des rejets radioactifs liquides et gazeux en fonctionnement normal ;
- le confinement et la ventilation ;
- la protection contre le séisme (supportages et ancrages) ;
- la protection contre l'incendie ;
- la protection contre l'explosion d'origine interne ;
- la protection contre l'inondation d'origine interne ou externe ;
- la protection contre la foudre ;
- les matériels et moyens locaux de crise.

4.1.2.2 Vérification *in situ* étendue

En réponse aux demandes que l'ASN a formulées en 2016 et en complément du programme d'ECOT mis en œuvre pour le quatrième réexamen périodique, EDF a présenté une démarche qu'elle qualifie

⁷ Les revues de conception ont pour objectif, en complément de la vérification de l'état des matériels, de vérifier l'adéquation des études de conception des systèmes avec les exigences fixées par la démonstration de sûreté.

d'« innovante ». Cette démarche se fonde sur une vision transverse (multi-métiers) et des contrôles visuels réalisés *in situ* de matériels ciblés pour s'assurer de leur conformité.

EDF a retenu, pour déployer sa démarche, des systèmes importants pour la sûreté contribuant directement au repli du réacteur et à son maintien dans un état sûr, à savoir le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG), le système d'eau brute secourue (SEC) et les groupes électrogènes de secours (LHP/Q). EDF prévoit de réaliser des visites sur le terrain des locaux des pompes des systèmes ASG et SEC et des moteurs des groupes électrogènes de secours LHP/Q.

À l'issue de l'instruction par l'ASN des réponses à ses demandes formulées en 2016 [6] ainsi que du programme d'ECOT, EDF s'est engagée à réaliser, lors des quatrième visites décennales des réacteurs de 900 MWe, des contrôles supplémentaires à ceux initialement prévus dans le cadre de sa démarche « innovante », notamment des contrôles de tuyauteries, de capteurs situés dans le bâtiment du réacteur, de supportages, de l'étanchéité des trémies en toiture des bâtiments des groupes électrogènes de secours, d'assemblages boulonnés et de matériels électriques.

4.1.2.3 Revues de conception des systèmes

En réponse aux demandes que l'ASN a formulées en 2016 [6], et en complément à la vérification de l'état des matériels, EDF a identifié les systèmes importants pour la sûreté dont les études de conception n'ont pas été réexaminées depuis la mise en service des installations, dont le retour d'expérience d'exploitation est défavorable ou dont la défaillance augmenterait notablement le risque de fusion du cœur en situation accidentelle.

Les revues de conception retenues par EDF pour les réacteurs de 900 MWe concernent les systèmes de réfrigération intermédiaire (RRI), de réfrigération à l'arrêt (RRA), d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG), de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR), d'aspersion et de recirculation de l'eau d'aspersion dans l'enceinte (EAS) et d'injection de sécurité (RIS), les sources électriques et la ventilation support ainsi que la source froide pour la centrale nucléaire du Bugey.

Pour chaque système, EDF a :

- identifié, dans le référentiel de sûreté, les exigences applicables, comme par exemple, le débit d'eau à garantir pour une pompe ou la tenue au séisme ;
- vérifié l'adéquation et la cohérence des exigences avec les requis de suivi en exploitation (par exemple, les critères retenus dans les essais périodiques spécifiés dans les règles générales d'exploitation) ;
- précisé le cadre de traitement des incohérences qui seraient identifiées au terme de ces vérifications, le cas échéant à l'aide de contrôles ciblés sur site.

4.1.2.4 Programme des essais particuliers complémentaires

Les essais particuliers complémentaires contribuent à la vérification du maintien de la conformité du réacteur aux exigences de sûreté applicables. Ils sont réalisés après l'intégration des modifications majeures associées au quatrième réexamen périodique.

L'ASN a demandé à EDF en 2016 [6] « de définir, pour fin 2017, des essais complémentaires visant à vérifier [...], le comportement fonctionnel d'ensemble des EIP vis-à-vis de leurs exigences définies et au regard des principales fonctions de sûreté. Parmi ces essais, certains porteront notamment sur les EIP pour lesquels le processus actuel d'essais périodiques et/ou décennaux actuels s'avérerait insuffisant, en termes de périmètre ou de fréquence ». En réponse, EDF a proposé une méthodologie pour identifier les essais particuliers à réaliser lors du quatrième réexamen périodique. Cette méthodologie est fondée sur une analyse dont les principes sont similaires à ceux appliqués lors des précédents réexamens périodiques.

L'analyse d'EDF a consisté à examiner :

- la représentativité des essais fonctionnels réalisés lors du premier démarrage au regard de l'état des réacteurs après la quatrième visite décennale ;
- l'exhaustivité et la cohérence des essais de requalification, réalisés après chaque modification de l'installation, en particulier pour prendre en compte le cumul des modifications ;
- les enseignements tirés des événements significatifs pour la sûreté intervenus lors de la réalisation des modifications intégrées lors des troisièmes visites décennales ;
- le caractère suffisant des vérifications effectuées sur les évolutions des stratégies de conduite dédiées à la gestion des scénarios accidentels du domaine de dimensionnement et du domaine complémentaire⁸.

Elle a été complétée spécifiquement pour le quatrième réexamen périodique par :

- l'examen des essais fonctionnels d'ensemble des nouveaux systèmes installés en préalable et lors de la quatrième visite décennale qui ne sont pas repris dans des programmes d'essais périodiques ;
- l'analyse d'une liste d'essais proposée en 2018 par l'IRSN.

À l'issue de ces analyses, EDF a identifié quatre essais à réaliser pour le quatrième réexamen périodique, dont trois correspondent à des essais de requalification de modification et un essai porte sur le fonctionnement des groupes électrogènes par température extérieure élevée.

4.1.2.5 Résorption des écarts

EDF a pris en compte la demande de l'ASN lui demandant « *de renforcer [son] organisation afin d'être en mesure de corriger au plus tard lors de la quatrième visite décennale de chaque réacteur de 900 MWe les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été préalablement identifiés* » et pour « *les écarts détectés au cours de ladite visite décennale [de les corriger] dès que possible, en tenant compte de leur importance pour la sûreté* ».

Dans le cas où le traitement de certains écarts ne pourrait pas être effectué à l'issue de la quatrième visite décennale, EDF prévoit de justifier le caractère acceptable du report de leur résorption et de présenter l'échéance de traitement. EDF a également réaffirmé sa volonté de privilégier les remises en conformité dès que possible.

4.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

4.1.3.1 Examen de conformité de tranche (ECOT)

L'ECOT, tel que prévu par EDF pour le quatrième réexamen périodique, consiste essentiellement à dresser un état des lieux de l'application des programmes de base de maintenance préventive existants, voire à les mettre en application pour la première fois, sans procéder, pour la plupart d'entre eux, à des visites sur le terrain pour vérifier la conformité des équipements.

La persistance de nombreux écarts de conformité sur des thèmes vérifiés lors d'ECOT précédents conduit à interroger le processus mis en place par EDF. L'ASN constate que les programmes détaillés de l'ECOT associé au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe prévus par EDF s'inscrivent dans la continuité des exercices précédents et comportent très peu de vérifications sur le terrain. Ces programmes ont toutefois été complétés par des contrôles *in situ* (voir paragraphe ci-après).

⁸ « Domaine complémentaire » : les études d'accident du « domaine complémentaire » intègrent les situations accidentelles non prises en compte lors du dimensionnement des installations. La liste de ces études est revue sur la base d'une nouvelle version des études probabilistes de sûreté de référence (réacteur et piscine d'entreposage du combustible).

L'ASN constate par ailleurs que certains thèmes de l'ECOT qui avaient conduit à identifier de nombreux écarts récurrents (comme par exemple sur les ancrages, les supportages, le « séisme événement »⁹) n'ont pas toujours conduit à des évolutions des dispositions d'exploitation courantes de manière suffisamment réactive. L'ASN a demandé [8] à EDF que les enseignements des contrôles réalisés dans le cadre des ECOT soient intégrés de manière plus réactive dans les dispositions d'exploitation courantes afin de garantir la conformité des installations.

De façon générale, l'ASN considère que les contrôles réalisés dans le cadre des ECOT doivent être complétés par d'autres démarches, qui font l'objet des paragraphes suivants.

4.1.3.2 Vérification *in situ* étendue

Les contrôles *in situ* additionnels définis par EDF constituent une avancée certaine par rapport aux ECOT réalisés lors des précédents réexamens périodiques.

Néanmoins, même si le choix des systèmes (ASG, SEC, LHP/Q) est pertinent, le périmètre des contrôles, tel qu'actuellement défini, se limite à certains équipements et composants de ces systèmes. L'ASN considère que la vérification de conformité sur une portion de système est insuffisante. En effet, certaines parties non vérifiées de ce système peuvent être elles-mêmes non conformes et remettre en cause la conformité du système. De ce fait, la vérification de la conformité doit être étendue. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à compléter son programme de contrôle, ce qui est satisfaisant.

Par ailleurs, l'ASN demande également [8] à EDF de préciser, en amont de la réalisation des visites de terrain, les exigences qu'EDF prévoit de contrôler lors de ces visites. De façon générale, l'ASN considère que des compléments sont encore nécessaires afin de vérifier et assurer la maîtrise de la conformité des réacteurs de 900 MWe, notamment concernant la bonne prise en compte du retour d'expérience d'exploitation.

L'application de la démarche d'EDF a fait l'objet d'inspections de l'ASN dans le cadre de la quatrième visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin et du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Bugey ([9] et [10]). Les enseignements tirés de ces inspections ainsi que les conclusions issues de l'instruction ont fait l'objet de demandes de compléments de l'ASN [8].

Enfin, l'ASN évaluera les résultats des actions de maîtrise de la conformité mises en œuvre par EDF lors du réexamen de chaque réacteur et leurs enseignements. L'ASN s'assurera de la pertinence des adaptations qu'EDF déploiera au fur et à mesure de ses contrôles.

4.1.3.3 Revues de conception des systèmes

L'ASN note le travail conséquent de vérification réalisé par EDF qui a ainsi pu traiter des incohérences entre les référentiels de sûreté, les règles générales d'exploitation et le classement de certains matériels. Ces revues ont également permis de détecter deux écarts de conformité, en cours de traitement par EDF.

Toutefois, cette démarche a conduit essentiellement à des revues formelles et ne répondent pas complètement aux attentes de l'ASN ; en particulier, elles ne traitent pas des aspects liés au dimensionnement, à la fabrication, à la maintenance, à l'exploitation, au retour d'expérience et à la fiabilité.

Par ailleurs, l'ASN considère qu'EDF devrait étendre les revues de conception à d'autres systèmes, qui interviennent en support au fonctionnement des systèmes importants pour la sûreté, comme par exemple le système de distribution d'air comprimé de régulation (SAR).

⁹ La démarche « séisme événement » consiste à identifier les structures ou équipements qui n'ont pas été dimensionnés à la conception pour résister à des sollicitations sismiques et qui sont susceptibles d'endommager ou d'agresser, par leur défaillance en cas de séisme, des matériels ou des bâtiments nécessaires pour la sûreté en cas de séisme.

Enfin, même en tenant compte des autres actions de vérification de la conformité mises en œuvre dans le cadre du quatrième réexamen périodique, les revues de conception reposent sur trop peu de visites sur le terrain, en particulier au regard de la prise en compte d'éventuelles spécificités de site.

Ces points ont fait l'objet de demandes de l'ASN [49] afin qu'EDF complète ses revues.

4.1.3.4 Programme des essais particuliers complémentaires

L'ASN a constaté qu'EDF n'avait initialement retenu que quatre essais et a estimé que la proposition d'EDF en termes d'essais particuliers (nombre et nature) était insuffisante.

Au cours de l'instruction, EDF s'est engagée à étudier l'intérêt et la faisabilité de plusieurs essais supplémentaires :

- un essai de fonctionnement de moteurs après ouverture d'une phase électrique sur le réseau de transport sur un réacteur de la centrale nucléaire de Fessenheim ;
- un essai de fonctionnement de la turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) sur la centrale nucléaire du Bugey alors que le niveau de la bache alimentaire est bas ;
- des essais particuliers à l'issue de la campagne de mesures de températures de l'été 2020 réalisée dans les locaux d'un réacteur de type CPY abritant des matériels présentant des enjeux pour la sûreté importants et de faibles marges en température en période de fortes chaleurs ;
- des essais pour conforter la qualification des outils de calculs scientifiques dédiés à la thermohydraulique (MANTA et CATHARE).

Par ailleurs, EDF a identifié au cours de l'instruction des essais particuliers permettant de conforter la qualification des outils de calcul scientifique dédiés à la neutronique.

EDF a également réalisé une analyse d'exhaustivité des programmes d'essais périodiques : elle n'a pas identifié d'exigences de sûreté qui ne feraient pas déjà l'objet d'une vérification par un essai périodique ou un contrôle équivalent.

Toutefois, l'ASN considère que ces propositions ne permettent pas de répondre à sa demande, notamment pour ce qui concerne les essais sur les matériels pour lesquels le processus actuel d'essais périodiques ou d'essais décennaux s'avérerait insuffisant, en termes de périmètre ou de fréquence.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser des essais complémentaires, comme par exemple des essais de fonctionnement en présence de fumée sur des composants électroniques prélevés sur des tableaux électriques, des essais de fermeture sous plein débit de robinets pneumatiques pour lesquels cette fermeture est nécessaire en fonctionnement incidentel ou accidentel, un test sur l'efficacité de l'aspersion dans les locaux et des mesures de dégagement d'hydrogène en laboratoire sur des batteries prélevées sur les réacteurs. Toutefois l'ASN considère nécessaire de compléter le programme d'EDF par :

- des essais permettant de vérifier le fonctionnement du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) ;
- des essais permettant de vérifier la capacité des groupes électrogènes de secours (systèmes LHH/LHJ pour la centrale nucléaire du Bugey et LHP/LHQ pour les réacteurs de type CPY) à fonctionner de manière prolongée pendant au moins quarante-huit heures ;
- des essais permettant de vérifier l'efficacité des dispositions mises en œuvre après une perte de la voie A du système de ventilation des locaux abritant les équipements électriques (DVL) permettant d'assurer le fonctionnement des équipements électriques ;
- des essais permettant de vérifier les caractéristiques hydrauliques des pompes du système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement (EAS) dans des conditions aussi proches que possible de leur fonctionnement en situation accidentelle.

Ces points font l'objet de la prescription [CONF-B] de l'ASN [48].

Les modalités précises de réalisation de ces essais font l'objet de demandes de l'ASN [49].

4.1.3.5 Résorption des écarts

L'ASN rappelle que la résorption des écarts d'ores et déjà identifiés est un élément important pour envisager un fonctionnement pour dix ans supplémentaires. **Ce point fait l'objet de la prescription [CONF-A] de l'ASN [48].**

En 2019 et 2020, l'ASN a mené plusieurs inspections préalablement et pendant la quatrième visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin et du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Bugey pour vérifier la capacité d'EDF à résorber les écarts présents sur ces réacteurs. L'ASN considère que l'organisation mise en place, et son évolution à la suite des premières inspections, permet de répondre dans l'ensemble à l'objectif fixé par l'ASN, même si le processus de détection, de gestion et d'analyse de l'impact du cumul des écarts peut encore être amélioré ([12] et [13]).

4.2 MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT ET DE L'OBSOLESCENCE

4.2.1 Objectifs spécifiques du réexamen

La maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des structures, systèmes et composants (SSC) contribue au maintien dans le temps de la conformité des réacteurs. Le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe marque une échéance particulière à cet égard. En effet, certains matériels et équipements étant amenés à fonctionner au-delà de leurs hypothèses initiales de conception, EDF doit démontrer leur capacité à assurer leurs fonctions vis-à-vis de la protection des intérêts au moins pour les dix années suivant la remise du rapport de conclusion du réexamen [50]. C'est en particulier le cas des composants irremplaçables comme la cuve et l'enceinte de confinement.

Dans ce contexte, l'ASN a formulé, dans son courrier en référence [6], des demandes à prendre en compte dans le cadre du réexamen portant notamment sur :

- l'identification et l'anticipation des besoins d'opérations de maintenance exceptionnelle ;
- les contrôles des tuyauteries enterrées ou difficilement accessibles ;
- l'identification des composants de distribution électrique à fort risque d'obsolescence technologique.

L'analyse détaillée de la maîtrise du vieillissement de certains équipements ou structures (par exemple la cuve ou l'enceinte de confinement) est traitée au paragraphe 4.3.

4.2.2 Synthèse des contrôles et des essais prévus par EDF

La démarche de maîtrise du vieillissement des installations mise en œuvre par EDF s'appuie sur trois processus opérationnels :

- le processus de maîtrise du vieillissement des structures, systèmes et composants ;
- le processus d'inspection en service et de maintenance ;
- le processus de veille et de traitement de l'obsolescence des matériels et pièces de rechange.

Ces processus sont complétés par le programme d'investigations complémentaires (PIC) et par une démarche de qualification progressive.

La suite de ce paragraphe présentera donc :

- la démarche générale de maîtrise du vieillissement retenue ;
- l'aptitude au fonctionnement et la surveillance des équipements et des structures ;
- la qualification progressive ;
- la maintenance exceptionnelle ;
- la maîtrise de l'obsolescence ;
- le programme d'investigations complémentaires (PIC).

4.2.2.1 Démarche de maîtrise du vieillissement

La démarche de maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence d'EDF repose à la fois sur une analyse générique du vieillissement et de ses conséquences sur les structures, systèmes et composants réalisée par les services centraux d'EDF, et sur une analyse locale spécifique à chaque réacteur à l'occasion de sa visite décennale. Elle s'appuie sur la standardisation des réacteurs, au travers de l'établissement de fiches d'analyse du vieillissement (FAV) et de dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation génériques (« DAPE composants ») établis pour chaque composant ou structure potentiellement sensible au vieillissement, dont la défaillance peut avoir un impact sur la sûreté et dont la maîtrise du vieillissement n'est pas démontrable par les dispositions courantes d'exploitation. L'analyse locale réalisée pour la

quatrième visite décennale du réacteur se traduit par l'élaboration d'un dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation (« DAPE réacteur ») et d'un programme local de maîtrise du vieillissement (PLMV).

La démarche de maîtrise du vieillissement intègre également un réexamen périodique annuel des FAV génériques et quinquennal des « DAPE composants ».

EDF reconduit sa démarche de maîtrise du vieillissement appliquée depuis les troisièmes réexamens périodiques des réacteurs de 900 et 1300 MWe, tout en renforçant ses projets de rénovation et de remplacement de matériels, dans la perspective d'une poursuite de leur fonctionnement jusqu'à leur cinquième réexamen périodique.

4.2.2.2 Aptitude au fonctionnement et surveillance des structures, systèmes et composants

EDF a établi et mis à jour les FAV génériques et les douze « DAPE composants » des réacteurs de 900 MWe. Dans leur dernière version, conformément à la demande exprimée par l'ASN [6], tous ces documents contiennent des critères d'aptitude à la poursuite d'exploitation.

4.2.2.3 Qualification progressive

Dans la perspective de la poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de leur quatrième réexamen périodique, EDF a défini une stratégie afin d'étendre la durée de validité de la qualification initiale aux conditions accidentelles (séisme inclus) des équipements électriques et mécaniques. Elle consiste à vérifier qu'un équipement qualifié pour une durée initiale et exploité durant cette durée demeure apte à assurer ses fonctions pour une durée additionnelle dans l'ensemble de ses conditions d'exploitation. Si cette vérification n'est pas acquise, l'équipement est remplacé.

4.2.2.4 Maintenance exceptionnelle

La stratégie de maintenance d'EDF vise à définir les actions à réaliser en vue de la maîtrise du vieillissement ou de l'obsolescence des systèmes, des structures et des composants. Ces actions peuvent relever de la maintenance préventive, de la maintenance exceptionnelle, ou de la recherche et développement.

Les opérations de maintenance exceptionnelle consistent en des remplacements, des rénovations ou des réparations significatives qui nécessitent des moyens opérationnels ou financiers importants, ainsi qu'une organisation et des moyens consacrés, tant au niveau national que local, pour décider, programmer, gérer et réaliser ces opérations dans des délais compatibles avec les enjeux de sûreté et la standardisation des réacteurs. Depuis l'annonce par EDF de son intention de poursuivre le fonctionnement des réacteurs au-delà de leur quatrième réexamen périodique, l'ASN a fait part à plusieurs reprises de ses attentes ([2], [6]).

EDF a présenté les dispositions prévues pour les quatrième visites décennales et a clarifié le lien entre la maintenance exceptionnelle et le processus de maîtrise du vieillissement. EDF a aussi identifié des améliorations possibles pour mieux anticiper certaines actions de maintenance, relevant notamment du traitement de problématiques locales.

4.2.2.5 Maîtrise de l'obsolescence

La prévention de l'obsolescence des équipements, notamment les équipements qualifiés, dépend de la disponibilité des pièces de rechange : elle nécessite la constitution de stocks suffisants de composants ou d'équipements identiques ou la mise en place d'un approvisionnement pérenne de nouveaux composants ou équipements adaptés ou qualifiés. La disponibilité des pièces de rechange est fortement conditionnée par l'évolution du tissu industriel des fournisseurs, l'arrêt de la fabrication de certains composants et le maintien en activité de leur fabricant. Le risque d'obsolescence des composants des réacteurs dépend de la capacité d'EDF à anticiper ces évolutions dans le respect des exigences de sûreté nucléaire. De plus, en préalable à leur montage, EDF vérifie que les nouvelles pièces de rechange différentes des pièces d'origine ne remettent pas en cause la qualification des équipements sur lesquels elles seront installées.

Compte tenu des échelles de temps associées à la conception de nouvelles pièces, une forte anticipation est nécessaire. À la suite d'une revue interne réalisée en 2016 du processus de gestion de l'obsolescence, EDF a défini un plan d'actions afin de simplifier et d'améliorer son organisation pour la rendre plus proactive. Cela s'est traduit notamment par la restructuration du traitement de l'obsolescence et la mise en place d'un dispositif de veille.

4.2.2.6 Programme d'investigations complémentaires

Le programme d'investigations complémentaires (PIC) a pour objectif de contrôler des parties de l'installation qui ne bénéficient pas déjà d'un programme de maintenance préventive. Il vise ainsi à vérifier, par sondage sur certains réacteurs lors de leur visite décennale, que certaines zones, non couvertes par un programme de maintenance, ne sont pas sensibles à des mécanismes de dégradation.

4.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

4.2.3.1 Démarche de maîtrise du vieillissement

EDF a pris en compte les demandes que l'ASN avait formulées dans ses courriers en références [2] et [6] dans la perspective d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de leur quatrième réexamen périodique.

La démarche globale de maîtrise des effets du vieillissement n'appelle plus, dans ses principes, de remarque de la part de l'ASN. Son application doit être rigoureuse pour assurer la maîtrise du vieillissement des réacteurs au-delà de leur quatrième réexamen périodique.

L'instruction a toutefois fait apparaître que des compléments concernant l'organisation et les processus contribuant à la maîtrise du vieillissement des structures, systèmes et composants des réacteurs étaient nécessaires tant au niveau des services centraux d'EDF, principalement pour le traitement du retour d'expérience, le maintien de la qualification, la maîtrise de l'obsolescence ou les opérations de maintenance exceptionnelle, qu'au niveau des sites, particulièrement pour la prise en compte des spécificités de site dans les dossiers d'aptitude à la poursuite d'exploitation (DAPE) des réacteurs ou les programmes locaux de maîtrise du vieillissement (PLMV). EDF a fourni des éléments et mis en place des dispositions qui devraient contribuer à résoudre les difficultés identifiées. L'ASN sera attentive à leurs effets dans la durée, notamment lors des inspections qui seront réalisées sur ces sujets. Ces différents points font l'objet de plusieurs demandes de l'ASN [45].

L'ASN a par ailleurs formulé des demandes de compléments pour certains DAPE (paragraphe 4.2.3.3 et 4.3.2.3.3).

4.2.3.2 Aptitude au fonctionnement et surveillance des structures, systèmes et composants

Au cours de l'instruction, EDF s'est engagée à clarifier, mettre à jour et créer des FAV et à apporter des compléments, ce qui est satisfaisant. EDF a aussi pris en compte les demandes que l'ASN avait formulées dans ses courriers en références [2] et [6].

Toutefois, certains points nécessitent des compléments. Ils sont détaillés ci-dessous pour les internes de cuve, les piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible et le tube de transfert, dans le paragraphe 4.3.1 du présent rapport pour les circuits primaire et secondaires et dans le paragraphe 4.3.2 du présent rapport pour les structures en béton et certains composants participant à la maîtrise du confinement.

Internes de cuve

Les équipements internes de la cuve comprennent les cloisonnements permettant de limiter le déplacement des assemblages de combustible en conditions normales et accidentelles, ainsi que

l'enveloppe du cœur. Ils sont soumis à différents mécanismes de vieillissement tels que des sollicitations cycliques, l'irradiation ou l'usure.

L'irradiation est susceptible de provoquer un phénomène de corrosion sous contrainte appelé phénomène de corrosion sous contrainte assistée par l'irradiation (IASCC). L'ASN considère que la surveillance actuelle des cloisons, des vis de cloison et des vis de l'enveloppe du cœur des réacteurs est suffisante pour détecter d'éventuelles dégradations associées à ce phénomène pour les réacteurs de type CPY.

Toutefois, les vis de l'enveloppe du cœur des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey sont inaccessibles du fait d'un écran de protection thermique et ne sont donc pas surveillées alors que, pour ce type de réacteur, la fissuration par IASCC des vis de cloison est avérée et a conduit à remplacer un grand nombre de ces vis. Les vis d'enveloppe pourraient donc à long terme être sujettes au même phénomène de fissuration par IASCC. Or, si les études du comportement mécanique des cloisonnements prennent en compte une possible dégradation des vis d'enveloppe, l'absence de contrôle empêche la validation *in situ* du caractère conservatif du nombre de vis dégradées pris en compte. Le risque de fissuration étant croissant en fonction de l'irradiation, l'ASN considère qu'EDF doit évaluer l'état réel de ces vis en vue de conforter les hypothèses des études de comportement mécanique de l'enveloppe.

Ce point a fait l'objet d'une demande de l'ASN [45].

Piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible et tube de transfert

La peau métallique de la piscine du bâtiment du réacteur et de la piscine d'entreposage du combustible usé ainsi que le tube de transfert doivent rester étanches pour assurer leur fonction.

Dans le cadre d'un programme initié en 2018 à la suite de la détection de plusieurs défauts d'étanchéité de la peau métallique des piscines, EDF a prévu des actions afin de détecter et réparer de tels défauts, ainsi que de surveiller et maintenir le réseau de drainage et les structures de génie civil de ces piscines.

Dans le cadre de l'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF s'est engagée à réaliser des actions complémentaires de contrôle et de maintenance sur les composants contribuant à l'étanchéité des piscines des bâtiments d'entreposage du combustible (BK) et du bâtiment du réacteur (BR), ainsi que du tube de transfert, ce qui est satisfaisant.

Concernant le tube de transfert, EDF a fourni une note sur le mécanisme de corrosion atmosphérique des aciers inoxydables austénitiques, en particulier afin de statuer sur la nécessité de créer une FAV dédiée. EDF a conclu que cette FAV n'est pas nécessaire, en s'appuyant sur l'absence de retour d'expérience d'une telle corrosion en paroi interne sur les réacteurs français en fonctionnement. Cette conclusion n'est pas conforme à la méthodologie d'identification des FAV qui prévoit la création d'une FAV également dans le cas d'un mécanisme de vieillissement potentiel, ce qui est le cas pour la corrosion atmosphérique. En effet, celle-ci ne peut être totalement exclue pour le tube de transfert, notamment au regard du retour d'expérience international. Ce point a fait l'objet d'une demande de l'ASN [45].

Les contrôles à réaliser sur les tubes de transfert font l'objet de demandes mentionnées dans le paragraphe relatif au programme d'investigations complémentaires (paragraphe 4.2.3.6).

4.2.3.3 Qualification progressive

Équipements mécaniques

Les expertises de robinets réalisées ont confirmé l'absence de phénomène de vieillissement affectant l'intégrité et l'opérabilité des matériels mécaniques. Pour ce qui concerne les pompes, les expertises réalisées à ce jour ne révèlent pas de dégradation liée au vieillissement. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à étendre le périmètre de ses expertises pour y inclure des robinets de technologies différentes de celles des robinets déjà expertisés ainsi que deux pompes supplémentaires, plus représentatives des pompes en fonctionnement des réacteurs de 900 MWe.

Les expertises sont en cours et seront finalisées en 2021. L'ASN considère ce programme satisfaisant en ce qui concerne le nombre de composants expertisés et examinera les conclusions d'EDF et la nécessité d'actions complémentaires éventuelles pour garantir le maintien de la qualification des robinets. L'ASN a cependant attiré l'attention d'EDF sur la vigilance à porter aux phénomènes d'érosion, d'érosion de cavitation et de corrosion sous contrainte mis en évidence sur certains réacteurs en fonctionnement [45].

L'ASN considère que les conclusions de ces expertises supplémentaires sur les robinets et les pompes doivent être prises en compte dans la mise à jour des FAV génériques et des « DAPE composants » prévue en 2021. Ce point a fait l'objet de demandes de l'ASN [45].

Équipements électriques

L'ASN considère que la stratégie de qualification progressive retenue pour les équipements électriques qualifiés à des conditions thermodynamiques accidentelles ou à des doses d'irradiation conséquentes est satisfaisante pour leur fonctionnement au-delà du quatrième réexamen périodique des réacteurs. Les FAV ne font pas apparaître de mécanisme de vieillissement qui n'aurait pas été pris en compte lors de la qualification initiale des équipements et les conditions d'exploitation des équipements en température et en irradiation restent globalement en accord avec les limites fixées à la conception. Par ailleurs, EDF a réalisé de nombreux essais pour conforter l'extension de la durée de validité de la qualification de la plupart des matériels électriques.

Pour ce qui concerne les équipements de distribution électrique importants pour la sûreté (équipements de distribution en haute tension dans le « domaine A »¹⁰, équipements de distribution alimentés en basse tension, transformateurs de mesure, relaying de protection, onduleurs, redresseurs et convertisseurs) et les motorisations alimentées en basse tension possédant une qualification dite « K3¹¹ » (hors servomoteurs), EDF a détaillé en 2019 ses programmes de prélèvements, qui sont en cours d'instruction.

Pour ce qui concerne les câbles électriques, les propriétés mécaniques et physico-chimiques des matériaux polymères constitutifs de leurs éléments (enveloppe isolante, matériau de bourrage et gaine externe) évoluent sous l'effet de l'irradiation et de la température. L'évolution de ces propriétés a fait l'objet d'essais en laboratoire et sur des câbles prélevés, dont les résultats ont montré le maintien de la qualification. EDF s'est engagée à réaliser des prélèvements ciblés de câbles sur site afin de confirmer la cinétique de vieillissement de l'isolant des câbles les plus contraints. Compte tenu des dispositions de surveillance mises en œuvre, EDF ne prévoit pas de remplacement massif de câbles électriques pour la poursuite du fonctionnement au-delà du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. L'ASN considère cette position acceptable.

L'ASN considère que les conclusions de ces expertises supplémentaires relatives aux équipements électriques doivent être prises en compte dans la mise à jour des FAV génériques et des « DAPE composants » prévue en 2021. Ce point a fait l'objet d'une demande de l'ASN [45].

Enfin, l'ASN considère que l'arrêt définitif des réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim doit être mis à profit pour réaliser certains essais ou expertises de composants prélevés sur ces réacteurs afin de vérifier le comportement ou l'absence de phénomènes de dégradation ou de vieillissement non prévus, en particulier pour des systèmes, structures et composants difficilement accessibles. L'ASN considère [11] qu'EDF doit compléter ses expertises par des prélèvements d'équipements, dans la mesure de leur représentativité, sur les réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim.

¹⁰ Le « domaine A » de la haute tension (ou HTA), ou moyenne tension, concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 1 000 volts sans dépasser 50 000 volts en courant alternatif, ou excède 750 volts sans dépasser 75 000 volts en courant continu.

¹¹ Qualification K3 : le matériel qualifié K3 est situé hors de l'enceinte de confinement et doit être apte à assurer ses fonctions en cas de séisme ou de situations environnementales dégradées.

4.2.3.4 Maintenance exceptionnelle

Processus

L'instruction a montré qu'EDF devrait viser une plus grande intégration des enjeux de sûreté dans son processus décisionnel de maintenance exceptionnelle. Afin de parvenir à cette intégration, EDF a fait évoluer son organisation pour parvenir à une seule entité décisionnelle, à laquelle la filière indépendante de sûreté est à présent explicitement associée. L'ASN note positivement les modifications d'organisation d'EDF et sera attentive à ses effets.

Par ailleurs, l'ASN considère que l'engagement des actions de maintenance exceptionnelle doit être conditionné par des critères cohérents avec les critères d'aptitude établis dans les « DAPE composants ». Elle note positivement qu'EDF a intégré dans la révision des FAV en 2018 un lien entre le critère d'aptitude et la maintenance exceptionnelle qui pourrait être déclenchée en cas de dépassement de ce critère. Toutefois, le retour d'expérience récent montre que les éléments précisés dans certaines FAV ne correspondent pas toujours aux moyens de réparation réellement disponibles. Ce point a fait l'objet d'une demande de l'ASN [45].

Enfin, EDF développe de manière anticipative des solutions de maintenance exceptionnelle (procédés et outillages de remplacement ou de réparation) en réponse à des problématiques de vieillissement, principalement pour les gros composants. Or, des dégradations récemment constatées ont mis en évidence des déficiences dans la stratégie industrielle d'EDF pour faire face de manière réactive à des aléas qui surviennent lors des arrêts de réacteur. Ce point, qui avait déjà fait l'objet d'une demande de l'ASN en 2016 [6], a fait l'objet d'une demande complémentaire en 2020 [45].

Culasses des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours

EDF a prévu le remplacement des culasses des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours entre 2016 et 2025, compte tenu de leur risque de fissuration par fatigue thermique, avec l'engagement que chaque réacteur dispose de culasses neuves sur au moins un de ses deux groupes électrogènes de secours d'ici 2021. L'ASN considère ce programme de remplacement acceptable.

Tuyauteries des systèmes de protection contre l'incendie

Des rénovations partielles ou complètes de certains circuits de protection contre l'incendie ont été réalisées au regard des dégradations constatées.

Au vu des fuites en service observées sur ces circuits sur certains sites, EDF a complété ces actions par un programme de maintenance exceptionnelle permettant la rénovation de ces tuyauteries, ce qui est satisfaisant.

Tuyauteries enterrées

Un programme de maintenance exceptionnelle concernant les tuyauteries enterrées est en cours de déploiement par EDF sur l'ensemble des sites. L'ASN est attentive aux enseignements qui pourront en être tirés.

Générateurs de vapeur

EDF achève le programme de remplacement des générateurs de vapeur de ses réacteurs de 900 MWe. Les générateurs de vapeur de cinq réacteurs de 900 MWe doivent encore être remplacés et le seront au plus tard lors de leur quatrième visite décennale.

L'ASN souligne l'importance du programme de remplacement des générateurs de vapeur et la nécessité d'une anticipation suffisante de ces remplacements, eu égard au critère de fin de vie qu'EDF a défini à partir du taux de bouchage des tubes.

4.2.3.5 Maîtrise de l'obsolescence

La maîtrise de l'obsolescence s'appuie notamment sur le processus de gestion des pièces de rechange. Le processus mis en place par EDF pour assurer la disponibilité des pièces de rechange a fait l'objet d'améliorations notables depuis la dernière instruction menée par l'ASN en 2012. Toutefois l'ASN observe encore des difficultés dans l'approvisionnement des pièces de rechange, pouvant parfois conduire à des défauts de maîtrise des activités de maintenance. L'ASN a aussi constaté fin 2019 une répétition d'écart de fourniture ou de montage sur site de pièces de rechange non qualifiées.

L'ASN sera vigilante à ce que le processus mis en œuvre par EDF soit décliné de façon rigoureuse.

4.2.3.6 Programme d'investigations complémentaires

Processus

EDF prévoit de mener des contrôles dans le cadre du programme d'investigations complémentaires (PIC) lors des arrêts pour quatrième visite décennale prévus entre 2019 et 2022. À l'issue de l'instruction, afin de pallier le temps, parfois long, de traitement des écarts détectés dans le cadre des PIC, EDF s'est engagée, en cas de découverte d'une dégradation inattendue, à :

- étendre le sondage proposé initialement par une mise à jour sous six mois de la note définissant le PIC ;
- mettre à jour le référentiel de maintenance sous deux ans à compter de l'établissement de la synthèse globale du PIC, prévue mi-2023.

L'ASN considère cette démarche satisfaisante dans son principe.

L'instruction a montré que le choix des réacteurs ainsi que des zones faisant l'objet de contrôles nécessitait des justifications complémentaires pour prendre en compte des spécificités de site comme par exemple les particularités d'exploitation, les remplacements des matériels, les isométries particulières et les particularités susceptibles d'influer sur l'état des circuits. De ce fait, EDF a mis à jour la note dédiée à la déclinaison par famille et par matériel des investigations complémentaires pour le quatrième réexamen périodique afin d'intégrer et d'explicitier les choix qui ont guidé les experts dans leur sélection des différents réacteurs (spécificité du réacteur, configurations de matériel, répartition adaptée des contrôles si aucune spécificité). L'ASN considère que la nature des contrôles prévus dans le cadre du PIC et des compléments apportés par EDF sont dans l'ensemble satisfaisants.

Toutefois, pour ce qui concerne les contrôles du tube de transfert entre les piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible des réacteurs de 900 MWe, EDF prévoit uniquement de réaliser des examens télévisuels internes sur toute la longueur du tube uniquement sur six réacteurs. Cet examen télévisuel est destiné à vérifier l'absence de désordre. Cependant, ses performances ne permettent *a priori* pas de détecter une dégradation de type fissuration par corrosion sous contrainte. L'ASN a demandé à EDF de rechercher une méthode de contrôle capable de détecter des fissurations de corrosion sous contrainte en paroi interne du tube de transfert [45]. Par ailleurs, l'ASN a demandé à EDF de réaliser le contrôle interne du tube de transfert sur toute sa longueur pour tous les réacteurs de 900 MWe, lors de leur quatrième visite décennale [45].

L'ASN a également attiré l'attention d'EDF sur le fait que le référentiel de maintenance devra être révisé dans un délai inférieur à deux ans si les enjeux pour la sûreté associés aux écarts qui seraient découverts lors de la réalisation du PIC le nécessitent.

Enfin, l'ASN attend que les écarts détectés lors du PIC soient traités dans le même délai que les autres écarts détectés [45] (voir paragraphe 4.1.3.5).

4.3 REVUES SPÉCIFIQUES DE LA CONFORMITÉ DE CERTAINES FONCTIONS ET DU VIEILLISSEMENT DE CERTAINS ÉQUIPEMENTS

4.3.1 Circuits primaire et secondaires principaux – Équipements sous pression nucléaires

4.3.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

EDF a transmis en 2014 à l'ASN son programme de travail pour justifier l'intégrité du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP) des réacteurs de 900 MWe au-delà de leur quatrième réexamen périodique.

Ce programme de travail avait pour objectif la mise à jour de l'ensemble des éléments qui concourent à la justification de cette intégrité :

- la mise à jour des analyses mécaniques en fonction, en particulier, des évolutions significatives des connaissances ;
- la mise à jour des dispositions permettant d'assurer le maintien dans le temps de l'intégrité des appareils compte tenu de leurs conditions d'exploitation et de leurs évolutions.

Dans sa position sur les orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [6], l'ASN a demandé à EDF de compléter son programme de travail en matière de contrôles et d'études, notamment en ce qui concerne la tenue mécanique des cuves, la prise en compte des effets d'environnement sur le phénomène de fatigue mécanique et l'évolution des propriétés des matériaux.

4.3.1.2 Synthèse des études réalisées par EDF et des modifications identifiées

4.3.1.2.1 Tenue en service des cuves des réacteurs

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a transmis à l'ASN un dossier de justification de la tenue en service des cuves des réacteurs. Ce sujet revêt une importance toute particulière dans le cadre du projet d'EDF de poursuivre le fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de leur quatrième réexamen périodique, dans la mesure où les cuves sont des équipements irremplaçables dont la défaillance n'est pas postulée dans la démonstration de sûreté et dont les viroles¹² situées au droit de la zone de cœur, dites « viroles de cœur », sont sujettes au vieillissement par irradiation.

La justification de la tenue en service des cuves repose sur une analyse du risque de rupture brutale des viroles de cuve pour un fonctionnement jusqu'à dix ans après leur quatrième visite décennale. Le risque de rupture brutale découle de la présence conjointe de trois facteurs : la présence d'un défaut technologique de fabrication, un matériau insuffisamment tenace et un chargement thermomécanique important. L'analyse du risque de rupture brutale des viroles de cœur des réacteurs de 900 MWe comporte donc les étapes décrites ci-après.

Détermination des dimensions de défaut à étudier

EDF réalise des contrôles sur toutes les viroles de cœur de 900 MWe lors de la quatrième visite décennale de chaque réacteur. À l'issue de ces contrôles, EDF s'assure de l'absence d'évolution des défauts par rapport aux résultats des contrôles réalisés lors de la troisième visite décennale.

L'analyse du risque de rupture brutale est effectuée pour un défaut hypothétique (dit « défaut générique ») postulé au point le plus irradié des viroles de cœur (point chaud), ainsi que pour tous les défauts détectés par les contrôles non destructifs réalisés sur ces viroles.

Les dimensions du défaut générique correspondent aux dimensions du plus grand défaut qui ne pourrait pas être détecté par le procédé de contrôle non destructif qualifié utilisé actuellement par EDF.

¹² Une virole est un composant cylindrique creux constituant une partie de l'enveloppe externe de la cuve.

Les dimensions retenues pour les défauts détectés dans les viroles de cœur des réacteurs de 900 MWe correspondent à celles déterminées par les contrôles effectués, majorées des incertitudes associées. Les cuves concernées par la présence de défauts sont les réacteurs n° 2 de la centrale nucléaire du Blayais, n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, n° B1 et n° B2 de la centrale nucléaire de Saint Laurent et n°1 de la centrale nucléaire du Tricastin.

Évaluation des caractéristiques des matériaux

Pour évaluer la fragilisation par irradiation du matériau de la zone de cœur de la cuve, EDF a mis en place, dès le début de l'exploitation des réacteurs, un programme de surveillance de l'irradiation consistant à exposer des éprouvettes placées dans des capsules au sein de la cuve, puis à extraire ces éprouvettes pour leur faire subir des essais mécaniques. Un indicateur de la fragilisation est le profil d'évolution de la résilience en fonction de la température, déterminé au moyen d'éprouvettes de Charpy. Ces mesures et la courbe de profil qui en est déduite permettent de déterminer l'évolution de la température de transition fragile-ductile du matériau sous l'effet de l'irradiation. Ceci nécessite de déterminer la fluence neutronique reçue par les viroles de cœur, notamment celle au point le plus irradié, ainsi qu'au droit des défauts détectés.

L'évaluation de la fluence neutronique reçue par la cuve est obtenue au moyen de calculs neutroniques et des données issues du programme de surveillance de l'irradiation (PSI) des cuves. EDF a prévu d'introduire, en périphérie du cœur, au droit des points chauds, des crayons neutrophages en hafnium afin de réduire le flux neutronique d'environ 45 % à proximité des points chauds. Le niveau de réduction de flux réellement obtenu ne pourra être validé qu'après l'analyse des résultats de l'expérimentation avec et sans crayons neutrophages en hafnium en cours de réalisation dans le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire du Tricastin.

Évaluation des chargements susceptibles d'amorcer le défaut dans toutes les situations de fonctionnement normal, incidentel et accidentel

EDF a réalisé de nombreuses études thermohydrauliques afin de montrer que toutes les situations présentant un risque de rupture brutale lié à un choc thermique froid important sur les viroles de cœur ont bien été traitées dans son dossier. Cette vérification a été menée selon différentes approches, notamment par la prise en compte des transitoires du domaine complémentaire et par la recherche de transitoires additionnels au dossier des situations obtenus en cumulant un aggravant aux situations de deuxième et de troisième catégories.

EDF a retenu les accidents de rupture de tuyauterie primaire de diamètre compris entre 3 et 6 pouces en troisième catégorie (précédemment étudiés au titre de la quatrième catégorie). Le classement des transitoires dans une catégorie a un impact sur la justification de la tenue des viroles de cœur car la valeur des coefficients de sécurité¹³ dépend de ce classement.

Pour chaque catégorie de situations, EDF a caractérisé les chargements les plus pénalisants pour la tenue de la cuve.

Application de la démarche d'analyse du risque de rupture brutale

Cette démarche consiste en la détermination du facteur d'intensité de contrainte et en la comparaison de ce dernier avec la ténacité du matériau à l'état vieilli.

Par ailleurs, EDF a, comme elle s'y était engagée en 2015, retenu d'ajouter aux chargements dus aux situations normales et accidentelles des contraintes résiduelles dans les joints soudés circulaires de la zone de cœur. EDF a transmis fin 2018 un bilan des connaissances disponibles sur les contraintes résiduelles

¹³ Les coefficients de sécurité sont définis par l'arrêté du 10 novembre 1999 [46]. Selon la situation du réacteur et le dommage considéré, un coefficient de sécurité entre 1,1 et 2 est appliqué sur les chargements, c'est-à-dire sur la pression ou la dilatation thermique.

dans les joints soudés des viroles de cœur. Sur cette base, EDF a proposé de retenir un niveau de contraintes résiduelles de 70 MPa.

4.3.1.2.2 *Suivi du vieillissement des coudes moulés du circuit primaire principal*

Les branches du circuit primaire principal des réacteurs de 900 MWe sont équipées de coudes moulés en acier inoxydable austéno-ferritique, sensible au vieillissement thermique (particulièrement ceux en branche chaude). Ces coudes, au nombre de cinq par branche, sont situés sur la portion du circuit dite « chaude » en entrée du générateur de vapeur et sur la portion du circuit dite « froide », à savoir sur la « branche en U », en sortie de générateur de vapeur et en entrée de la cuve.

Par ailleurs, ces coudes comportent des défauts inhérents au mode de fabrication qui pourraient, combinés au vieillissement thermique, augmenter le risque de rupture brutale.

Conformément aux objectifs définis dans le cadre des orientations du réexamen, EDF a complété ses études relatives au vieillissement des coudes moulés du circuit primaire principal sur les points suivants :

- la cinétique de vieillissement ;
- les analyses mécaniques de résistance des coudes aux différents chargements ;
- la qualification d’examens non destructifs ;
- l’amélioration des connaissances sur les défauts présents en service.

EDF a également révisé la stratégie de suivi en service de ces composants et de remplacement des coudes.

4.3.1.2.3 *Zones en Inconel du circuit primaire principal*

Les alliages à base de nickel, dits « Inconel », sont utilisés notamment dans le circuit primaire principal des réacteurs, en tant que pièces forgées, laminées ou en tant que soudures et revêtements.

Ces alliages, qui comportent environ 15 à 20 % de chrome, se sont révélés sensibles à la corrosion sous contrainte (CSC) en milieu primaire. Depuis 1989, de nouvelles nuances d’alliages Inconel ont été progressivement introduites en remplacement des nuances précédentes. Il s’agit d’alliages qui contiennent 30 % de chrome, ce qui se révèle bénéfique pour leur résistance à la corrosion sous contrainte. À ce jour, aucun cas de corrosion sous contrainte n’a été découvert pour ces nouveaux alliages Inconel.

L’enjeu de sûreté associé au phénomène de corrosion sous contrainte est la perte d’intégrité de la seconde barrière de confinement, avec pour conséquences des risques de fuite en service ou de rupture des composants concernés. Compte tenu de l’importance du sujet, EDF a créé un dossier, dit « zones en Inconel du circuit primaire principal », consacré au suivi en service de ces zones dès le milieu des années 90. Ce dossier de synthèse présente pour chaque composant concerné l’état des lieux de la conception, l’évaluation du risque d’amorçage de la corrosion sous contrainte, l’analyse du retour d’expérience français et international, le bilan des analyses mécaniques et des études de sûreté, l’inventaire des procédés de limitation des conséquences et de réparations disponibles et l’analyse de l’adéquation du programme de maintenance. Ce dossier permet également d’actualiser l’état des connaissances sur les alliages à base de nickel (notamment sur les lois d’amorçage et de propagation par CSC), les méthodes d’analyses mécaniques, les développements d’essais non destructifs spécifiques et les procédés liés à la chimie du milieu primaire permettant de ralentir le phénomène.

La dernière mise à jour¹⁴ du dossier « zones en inconel du circuit primaire principal » a été réalisée sur la période 2016-2018 et couvre le retour d’expérience disponible à fin 2017. Cette révision a été réalisée avant les quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, conformément à la demande émise par l’ASN [6].

¹⁴ Ce dossier a déjà fait l’objet précédemment de trois révisions, la première en 1995 et les suivantes en 1999 et 2009.

Les principales évolutions par rapport à la version précédente sont la prise en compte du retour d'expérience français avec les cas de corrosion sous contrainte détectés sur la pénétration de fond de cuve n° 4 du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines et la pénétration de fond de cuve n° 58 du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Cattenom, le déploiement de techniques de prévention de la CSC, le développement de nouveaux essais non destructifs, l'amélioration des connaissances des mécanismes de CSC sur la base de résultats de projets de recherche et développement et la prise en compte du retour d'expérience de fabrication des adaptateurs de couvercle de cuve du réacteur EPR de Flamanville.

En parallèle de ce dossier, EDF a établi un programme pluriannuel de maintenance des zones en Inconel du circuit primaire principal qui est actualisé chaque année. Ce programme vise à définir la nature et la périodicité des essais non destructifs et des opérations de maintenance à réaliser sur ces zones en tenant compte du retour d'expérience.

4.3.1.2.4 *Dossiers de référence réglementaires*

Les dossiers de référence réglementaires sont exigés par les articles 4 et 5 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [46]. Ils regroupent les documents relatifs à la conception, la fabrication et l'exploitation des équipements sous pression nucléaires constitutifs du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression. EDF est tenue de mettre à jour ces dossiers pour tenir compte de l'usage effectif des circuits, de leur évolution éventuelle en exploitation et en particulier de l'évolution des propriétés des matériaux et des défauts constatés, ainsi que du retour d'expérience. L'augmentation de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans conduit EDF à réévaluer l'ensemble des données d'entrée et le contenu des dossiers de référence réglementaires afin de pouvoir justifier cette poursuite de fonctionnement.

Évaluation des zones sensibles

Une zone est dite sensible quand cette dernière est identifiée comme sensible à la fatigue ou à la rupture brutale. L'évaluation du phénomène de fatigue d'une zone est faite à l'aide du facteur d'usage. Ce facteur est un indicateur du dommage de fatigue subi par le matériel. En ce qui concerne le risque de rupture brutale, les études ont pour objectif d'analyser la capacité d'une zone à supporter la présence de grands défauts conventionnels lors des transitoires les plus pénalisants.

Les zones sensibles font l'objet d'un suivi à l'aide de procédés d'essais non destructifs qualifiés. Pour le cas particulier des arrondis de tubulures de cuves, EDF a développé des moyens d'examen plus performants que le moyen mis en œuvre jusqu'à présent.

Chargements liés aux transitoires

EDF a évalué les conséquences de transitoires particuliers, survenus sur les réacteurs en fonctionnement, sur l'endommagement des matériaux des équipements constitutifs du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux. EDF a prévu d'actualiser le dossier des situations et s'est engagée à analyser l'impact de la mise à jour des dossiers d'analyse du comportement sur la tenue mécanique des équipements concernés et d'adapter le suivi en service si nécessaire à l'échéance de fin 2020.

Par ailleurs, EDF a développé une méthode qui vise à mieux évaluer les chargements thermohydrauliques dans les tuyauteries auxiliaires du circuit primaire principal soumises à stratification thermique.

Viellissement des matériaux

EDF a mené des programmes d'essais afin de connaître les propriétés des matériaux jusqu'à 20 ans au-delà de leur quatrième visite décennale pour chacune des zones du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux concernées par des phénomènes de vieillissement. EDF a par ailleurs engagé des programmes de recherche et développement visant à conforter la représentativité de ces essais. Ces programmes concernent notamment les effets de l'écrouissage sur le vieillissement des coudes en acier inoxydable austéno-ferritique laissés en place après une opération de remplacement des générateurs de vapeur et le vieillissement des joints soudés du circuit primaire principal.

Évaluation des transitoires en considérant les situations et les délais avant la première intervention des opérateurs du réacteur EPR de Flamanville

EDF a analysé les situations retenues pour la conception du réacteur EPR de Flamanville et a examiné l'impact sur les réacteurs de 900 MWe d'un délai avant la première intervention des opérateurs étendu de 20 à 30 minutes pour ce qui concerne la résistance de la zone de cœur de la cuve, réputée comme la plus sensible. EDF a prévu en complément d'étudier les conséquences de la prise en compte de ce délai sur les transitoires du dossier de justification générique des coudes de la branche froide en entrée de cuve et de la plaque à tubes des générateurs de vapeur.

Fatigue des aciers austénitiques et austéno-ferritiques

EDF a proposé un nouveau référentiel d'évaluation des dommages liés à la fatigue environnementale sur les aciers austénitiques et les aciers austéno-ferritiques. EDF s'est engagée, pour la fin du troisième trimestre 2022, à quantifier les conservatismes de ce nouveau référentiel et à réaliser des essais complémentaires afin de valider l'extension de la démarche aux aciers austéno-ferritiques.

EDF ne retient pas d'effet d'environnement sur les aciers constitutifs des circuits secondaires principaux en raison du taux d'oxygène dissous, considéré comme insuffisamment élevé.

Contraintes engendrées par les opérations de remplacement des générateurs de vapeur

Dans le cadre des remplacements des générateurs de vapeur ou de tuyauteries primaires en branche froide, EDF retient une méthode de calcul mécanique permettant d'estimer de manière plus réaliste les chargements induits, dans les boucles primaires, par les contraintes dites « secondaires ». EDF a ainsi engagé des études complémentaires pour vérifier avec cette méthode l'absence de remise en cause des critères mécaniques de conception des boucles du circuit primaire principal à la suite d'un remplacement de générateur de vapeur ou d'un remplacement de tuyauterie primaire en branche froide.

4.3.1.2.5 Programme de surveillance des circuits primaire et secondaires

La prise en compte des évolutions de l'état et des conditions d'exploitation des circuits primaire et secondaires principaux se traduit notamment par l'élaboration de programmes de base de maintenance préventive (PBMP).

EDF a transmis à l'ASN, en application des articles des articles 4 et 6 de l'arrêté du 10 novembre 1999 [46], les programmes de base de maintenance préventive du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs de 900 MWe, en amont de leur quatrième visite décennale.

4.3.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

4.3.1.3.1 Tenue en service des cuves des réacteurs

Les conclusions de l'instruction ont fait l'objet des lettres de l'ASN en références [51], [52] et [53] à la suite des avis des groupes permanents d'experts en références [92], [93] et [94], dont une synthèse est présentée ci-dessous.

L'ASN n'a pas de remarque sur la démarche de justification retenue par EDF qui consiste à rechercher les défauts présents, à caractériser les propriétés des matériaux et à rechercher les transitoires les plus pénalisants.

Défauts considérés dans les viroles de cœur

EDF s'est engagée à statuer, à l'issue des contrôles non destructifs réalisés sur les zones de cœur de toutes les cuves des réacteurs de 900 MWe au cours de leur quatrième visite décennale, sur l'absence d'évolution des défauts dans la zone de cœur par rapport à l'état observé lors des contrôles réalisés précédemment. Compte tenu de l'engagement d'EDF, ce point n'appelle pas de remarque de l'ASN.

Estimation de la fluence reçue par la cuve dix ans après leur quatrième visite décennale

L'efficacité des crayons en hafnium afin de réduire la fluence de la cuve au point le plus irradié sera confirmée après l'expérimentation sur le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire du Tricastin pour lequel EDF s'est engagée à transmettre les résultats à l'échéance de fin 2020. Compte tenu de l'engagement d'EDF, et des conservatismes retenus dans les hypothèses prises en compte dans les études de justification, ce point n'appelle pas de remarque de l'ASN.

Caractéristiques des matériaux des viroles de cœur soumis au vieillissement sous irradiation

EDF a fourni un ensemble important de résultats d'essais et de caractérisations de matériaux irradiés en réponse aux demandes de l'ASN relatives à la détermination des caractéristiques des matériaux soumis à l'irradiation.

Dans le cadre du programme de surveillance de l'irradiation, EDF a été amenée à exclure certaines données jugées atypiques. EDF impute le caractère atypique de ces données à un effet de prélèvement : les éprouvettes utilisées ont été prélevées dans une zone présentant une singularité métallurgique dégradant leur représentativité au regard du comportement du matériau de la cuve concernée. L'ASN a demandé à EDF de vérifier par des mesures de ténacité que le caractère enveloppe de la courbe de ténacité minimale de l'acier des cuves, issue du code RCC-M, était préservée. EDF a effectué cette vérification, ce qui est satisfaisant.

De plus, EDF a produit une analyse statistique montrant l'impact négligeable de sa démarche d'exclusion de données atypiques sur le calcul de l'écart-type de la loi de prévision. Compte tenu de l'importance du programme de surveillance de l'irradiation et des données le constituant, l'ASN a demandé de réaliser une analyse exhaustive de ces résultats atypiques afin de statuer sur leur intégration dans le programme de surveillance de l'irradiation. Par ailleurs, l'ASN a fait part de demandes complémentaires pour les cuves concernées par un résultat atypique en amont de leur quatrième visite décennale, à savoir les cuves des réacteurs n° 2 et n° 4 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly et du réacteur n° B2 de la centrale nucléaire de Chinon. EDF a indiqué que ces éléments seraient disponibles dans des délais compatibles avec la date programmée de la quatrième visite décennale des réacteurs concernés.

Études des transitoires thermohydrauliques

EDF a réalisé, d'une part, une démarche de sélection des transitoires les plus sévères parmi l'ensemble des situations de fonctionnement pouvant être rencontrées par la cuve, et, d'autre part, la caractérisation détaillée des transitoires retenus en termes d'évolution temporelle de température, de débit et de pression.

En ce qui concerne la démarche de sélection des transitoires les plus sévères, EDF a identifié, pour chaque catégorie de situations considérée, les transitoires susceptibles d'être les plus pénalisants pour le risque de rupture brutale de la zone de cœur. À l'issue de son instruction, l'ASN considère acceptable la catégorisation des accidents de rupture de tuyauterie primaire proposée par EDF.

Prise en compte des contraintes résiduelles dans les joints soudés des viroles de cœur

EDF justifie la valeur de 70 MPa retenue en s'appuyant, d'une part, sur les codes de conception et d'exploitation utilisés tant à l'étranger que dans d'autres domaines, et d'autre part, sur des travaux d'étude et de recherche présentant des évaluations expérimentales ou numériques des contraintes résiduelles. La plupart des valeurs issues des pratiques codifiées à l'international ou des études dans la littérature se situent entre 45 MPa et 100 MPa. Ces valeurs ne sont cependant pas directement transposables aux soudures des cuves des réacteurs d'EDF.

L'ASN note, sur la base des éléments présentés par EDF, une certaine variabilité des niveaux de contraintes résiduelles retenus dans les codes de conception étrangers et dans les publications scientifiques, en fonction du matériau des viroles et du matériau d'apport de la soudure, mais également de plusieurs paramètres liés aux opérations de soudage et de détensionnement.

En l'absence de mesure ou de simulation numérique représentative du procédé de fabrication et du traitement thermique de détensionnement des joints soudés des cuves françaises, l'ASN avait considéré lors de l'instruction qu'il était prudent de retenir un niveau de contraintes résiduelles enveloppe (100 MPa). EDF a apporté des éléments complémentaires afin de justifier le caractère enveloppe de la valeur de 70 MPa postulée. EDF s'est engagée à poursuivre les études à ce sujet, en incluant notamment la réalisation de mesures sur maquettes représentatives qui pourront également être comparées à des simulations numériques.

Ces éléments sont jugés satisfaisants par l'ASN dans la mesure où la sensibilité des résultats d'analyse du risque de rupture brutale de la zone de cœur aux contraintes résiduelles est modérée.

Conclusion sur l'analyse du risque de rupture brutale des zones de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe

Compte tenu des éléments communiqués par EDF et de l'avis du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires réuni le 8 septembre 2020, l'ASN considère que le risque de rupture brutale de la zone de cœur est écarté pour les cuves dont la zone de cœur ne comporte pas de défauts avérés. En ce qui concerne le risque de rupture brutale des cuves concernées par la présence de défauts avérés, à savoir celles des réacteurs n° 2 de la centrale nucléaire du Blayais, n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey et n° B1 et n° B2 de la centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux, EDF s'est engagée à transmettre les études, avant la quatrième visite décennale de ces réacteurs. Pour la cuve du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin, affectée de défauts avérés, l'ASN considère que les études transmises permettent de conclure que le risque de rupture brutale est écarté.

4.3.1.3.2 Suivi du vieillissement des coudes moulés du circuit primaire principal

Les conclusions de l'instruction ont fait l'objet de la lettre de l'ASN en référence [54] à la suite de l'avis du groupe permanent d'experts en référence [96], dont une synthèse est présentée ci-dessous.

L'ASN porte globalement une appréciation positive sur les études et expertises menées par EDF sur le vieillissement thermique des coudes moulés dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Toutefois, certains points ont fait l'objet de demandes de la part de l'ASN, notamment sur la prévision de la cinétique d'évolution, la connaissance des défauts présents dans les coudes, les hypothèses et méthodes utilisées pour l'analyse mécanique de la tenue en service des coudes moulés, la tenue à la déchirure ductile, la faisabilité du remplacement des coudes et la stratégie de suivi en service des coudes.

EDF doit donc transmettre des justifications complémentaires, notamment en termes de contrôles et de calculs. Quelques coudes particuliers et les coudes issus d'une coulée multiple atypique font l'objet d'une attention particulière. Pour les coudes pour lesquels subsisteraient des difficultés de justification, EDF devra définir une stratégie de traitement adaptée, voire envisager leur remplacement si nécessaire.

4.3.1.3.3 Zones en Inconel du circuit primaire principal

Les éléments transmis par EDF concernant le caractère suffisant du programme de maintenance des zones en Inconel du circuit primaire principal ont fait l'objet d'une réunion du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires le 26 novembre 2020.

L'ASN considère que la stratégie de maintenance d'EDF est acceptable et cohérente avec les enseignements issus des réacteurs en exploitation. Toutefois, l'ASN considère que le suivi en service des pénétrations de fond de cuve doit être complété. À ce titre, EDF devra rechercher les améliorations possibles à apporter au programme de surveillance actuel et renforcer la périodicité des contrôles si le retour d'expérience le justifie.

4.3.1.3.4 *Dossiers de référence réglementaires*

L'ASN a examiné les hypothèses et les méthodes mises en œuvre par EDF afin de mettre à jour les dossiers de référence réglementaires des équipements des circuits primaire et secondaires principaux.

L'ASN considère dans sa lettre en référence [55], sur la base de l'avis du groupe permanent en référence [95], que la démarche globale mise en œuvre par EDF dans le cadre de la mise à jour des dossiers de référence réglementaires est satisfaisante. En particulier, l'ASN considère que la démarche d'évaluation des zones sensibles mise en œuvre par EDF est adaptée aux enjeux.

Toutefois, l'ASN a demandé à EDF de renforcer certains examens, notamment de contrôler l'ensemble des arrondis de tubulures de cuve selon les nouveaux procédés d'examen et de caractériser les défauts détectés.

4.3.1.3.5 *Programme de surveillance des circuits primaires et secondaires*

L'ensemble des programmes de base de maintenance préventive du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs de 900 MWe a été examiné par l'ASN, qui a formulé des remarques et des demandes de compléments d'information.

En particulier, lors de l'instruction du programme de base de maintenance préventive relatif à la partie secondaire des générateurs de vapeur, l'ASN a constaté que toutes les soudures de liaison des viroles de l'enveloppe ne font pas l'objet d'un examen périodique. Or, cette enveloppe secondaire est un élément dont la rupture n'est pas postulée dans les études de sûreté. Bien que ces zones soient très peu sollicitées en fatigue, l'ASN considère que leur surveillance doit être renforcée. En réponse à la demande de l'ASN [55], EDF a prévu de renforcer cette surveillance dans le cadre de son programme d'investigations complémentaires.

4.3.1.3.6 *Anomalie de traitement thermique de détensionnement des soudures des générateurs de vapeur*

Au cours de l'année 2019, EDF a informé l'ASN de la découverte d'anomalies de fabrication dues au non-respect des plages de température lors des réalisations de traitements thermiques de détensionnement (TTD). Ce traitement thermique est réalisé au niveau de certaines soudures par procédés de chauffage local.

Ces anomalies concernent plusieurs générateurs de vapeur installés sur les réacteurs ou destinés à l'être. EDF s'est engagée à réaliser des contrôles sur les soudures concernées (mesures d'épaisseur, essais non destructifs pour vérifier l'absence de défauts) et à apporter des justifications, avant la remise en service des réacteurs ou, le cas échéant, les épreuves hydrauliques réalisées dans le cadre des requalifications périodiques des équipements.

Ce sujet est donc traité par l'ASN réacteur par réacteur.

4.3.2 *Bilan de l'état du confinement*

Dans une centrale nucléaire, la fonction de sûreté associée au confinement vise, en fonctionnement normal, incidentel ou accidentel, à éviter ou, à défaut, à limiter la dispersion de substances radioactives à l'intérieur de l'installation et dans l'environnement.

Cette fonction est assurée :

- par l'interposition de barrières physiques, telles que l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur, dont l'étanchéité assure un confinement statique des substances radioactives ;
- par des systèmes de ventilation et de filtration contribuant au confinement dynamique des substances radioactives et à la reprise des fuites potentielles des barrières de confinement statique.

4.3.2.1 Objectifs spécifiques du réexamen

La réévaluation de la performance du confinement figure parmi les orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [2].

Les études réalisées et les modifications prévues par EDF dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe ont pour objectif, d'une part, de démontrer, dans le cadre de la poursuite de fonctionnement des centrales jusqu'au cinquième réexamen périodique, l'aptitude des enceintes de confinement à assurer leur fonction et, d'autre part, d'améliorer le confinement afin de réduire les conséquences radiologiques en cas d'accident.

4.3.2.2 Synthèse des études réalisées par EDF et des modifications identifiées

4.3.2.2.1 Comportement mécanique des enceintes

L'évolution du comportement mécanique des enceintes des bâtiments des réacteurs de 900 MWe est suivie au cours du temps par un dispositif d'auscultation qui mesure les déformations de l'enceinte. Ce dispositif est complété par un programme de contrôles visuels de l'état des parements situés en paroi externe, dénommée l'extrados, de l'enceinte (traces de corrosion, fissuration du béton...).

Le dispositif d'auscultation est constitué notamment de capteurs, dénommés extensomètres, qui mesurent les déformations de l'enceinte. Ces capteurs ont été initialement noyés dans le béton. Aussi, pour pallier l'éventuelle défaillance de certains capteurs, EDF a installé, sur tous ses réacteurs en fonctionnement, de nouveaux extensomètres scellés à l'extrados de la paroi de l'enceinte. La mise en œuvre de ces capteurs a fait l'objet d'un accord de l'ASN.

Le comportement mécanique de l'enceinte fait également l'objet de suivi lors des épreuves décennales¹⁵, à l'occasion desquelles l'intérieur de l'enceinte est porté à une pression représentative des conditions accidentelles. Au cours de ces épreuves, les éventuelles fuites sont caractérisées et, si nécessaire, réparées.

EDF a étudié le comportement mécanique des enceintes sur la base des déformations mesurées par le dispositif d'auscultation en situation normale et lors des épreuves décennales, ainsi que des défauts qui ont été constatés lors des visites de contrôle. Cette étude répond à une demande formulée par l'ASN dans sa position en référence [6] sur les orientations génériques du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

EDF conclut que le maintien de la tenue structurelle de l'enceinte est justifiée pour une durée d'exploitation des réacteurs allant au moins jusqu'à leur cinquième réexamen périodique.

4.3.2.2.2 Mécanismes de vieillissement des enceintes

Les enceintes sont concernées par plusieurs mécanismes de vieillissement :

- la perte de la précontrainte du béton, qui a un impact sur la tenue structurelle des enceintes ;
- la corrosion de la peau métallique recouvrant la paroi interne, qui a un impact sur l'étanchéité des enceintes ;
- diverses pathologies qui peuvent créer des défauts (fissures, porosité, gonflement localisé, etc.) et modifier les caractéristiques mécaniques de l'enceinte ; ces défauts peuvent être de nature à fragiliser l'intégrité des armatures de ferrailage ou la tension dans les câbles de précontrainte.

¹⁵ L'épreuve décennale de l'enceinte consiste à en tester la résistance et l'étanchéité en lui appliquant une pression interne de 4 bars relatifs. Après gonflage de l'enceinte, lorsque la pression de 4 bars est atteinte, le taux de fuite de l'enceinte est mesuré. Ce taux doit être inférieur à une valeur limite qui est issue de la valeur indiquée dans le décret d'autorisation de création (DAC). À l'occasion de cette épreuve, des examens visuels et des mesures des déformations de l'enceinte sont également réalisés.

4.3.2.2.3 *Étanchéité de l'enceinte et des traversées de l'enceinte*

L'épreuve des enceintes de confinement a pour objectif d'assurer le respect du critère d'étanchéité du décret d'autorisation de création (DAC) pendant la période décennale suivante. L'ensemble des enceintes des réacteurs de 900 MWe ont respecté le critère maximal de taux de fuite lors de l'épreuve réalisée au cours de leur troisième visite décennale (taux de fuite maximal autorisé : 0,162 % par jour).

Pour le réacteur n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, des réparations¹⁶ de l'enceinte de confinement ont été réalisées en 2017 après le non-respect, lors de l'épreuve au cours de la troisième visite décennale, d'un critère relatif à l'évolution de l'étanchéité entre deux visites décennales. Les critères de taux de fuite et d'évolution de ce taux de fuite ont été respectés lors de l'épreuve réalisée en 2017 à la suite de ces réparations. EDF a par ailleurs mis en place une surveillance dédiée.

Les traversées de l'enceinte de confinement sont des points singuliers qui peuvent être à l'origine de fuites. Elles sont de trois types : les traversées qui permettent le passage du personnel ou du matériel, les traversées mécaniques (tuyauteries) et les traversées électriques. Leur étanchéité globale est testée au moment de l'épreuve décennale. Chaque type de traversées fait également l'objet d'essais périodiques d'étanchéité.

Les traversées pour le personnel ou le matériel et les traversées mécaniques sont celles qui présentent la plus grande sensibilité vis-à-vis des performances d'étanchéité de l'enceinte de confinement. Leur étanchéité contribue de manière significative à la performance globale de l'enceinte de confinement en cas d'accident.

L'étanchéité du sas pour le personnel et du tampon d'accès matériel (TAM¹⁷) repose principalement sur l'intégrité de leur joint d'étanchéité en conditions normale et accidentelle. L'ASN a autorisé l'installation d'une nouvelle nuance de joint, compte tenu de l'obsolescence de la nuance utilisée actuellement.

En réponse à une demande de l'ASN [14], EDF a réalisé une analyse des mesures d'étanchéité des joints du TAM réalisées lors des ouvertures et fermetures qui sont pratiquées à l'occasion des arrêts pour maintenance programmée et renouvellement du combustible des réacteurs de 1450 MWe. EDF conclut que les critères d'étanchéité sont respectés lors de ces opérations, ce qui permet de garantir l'étanchéité des joints du TAM lorsque la fonction de confinement de l'enceinte est requise par les règles générales d'exploitation. EDF n'a toutefois pas réalisé une telle analyse sur les réacteurs de 900 MWe.

EDF a aussi mené une démarche, dénommée « traversées sensibles », visant à identifier les traversées mécaniques plus sensibles aux risques de défauts d'étanchéité. Elle a permis d'identifier des améliorations possibles pour prévenir le risque d'inétanchéité. EDF a dans ce cadre déployé une modification visant à changer la technologie de vannes qui participent à l'étanchéité de certaines traversées mécaniques.

EDF a par ailleurs évalué la tenue en cas d'accident grave du joint en élastomère de la seule traversée mécanique des réacteurs de 900 MWe fermée par un fond plein, à savoir la tige du tube de transfert qui relie l'enceinte de confinement du réacteur au bâtiment abritant la piscine d'entreposage du combustible usé.

4.3.2.2.4 *Surveillance en exploitation de l'étanchéité de l'enceinte*

Les spécifications techniques d'exploitation des règles générales d'exploitation prescrivent une surveillance de l'étanchéité globale de l'enceinte en fonctionnement normal concernant la fonction de sûreté associée au confinement. Le système « SEXTEN¹⁸ » permet cette surveillance par une mesure

¹⁶ Ces réparations ont consisté à retirer du joint périphérique, qui longe la peau métallique d'étanchéité situé en fond d'enceinte, la cire pétrolière qu'il contenait et à la remplacer par un lait de chaux, qui coupe tout chemin de fuite possible et inhibe les processus de corrosion.

¹⁷ Le tampon d'accès matériel est une porte circulaire en acier qui sert à obturer l'accès par lequel les matériels et outillages encombrants utilisés pendant les arrêts de réacteurs sont amenés à l'intérieur de l'enceinte de confinement.

¹⁸ SEXTEN : système de surveillance en exploitation du taux de fuite de l'enceinte.

quotidienne et automatique du taux de fuite de l'enceinte. Par ces mesures, il détecte indirectement les éventuelles inétanchéités survenant au cours du cycle.

En cas de détection d'un défaut d'étanchéité, les règles générales d'exploitation demandent à l'exploitant d'engager un repli du réacteur sous 3 ou 14 jours selon l'importance de la perte d'étanchéité détectée. En réponse aux demandes de l'ASN en référence [14], EDF a défini des exigences d'étalonnage et de maintenance de ce système. Toutefois, EDF considère que le SEXTEN n'est pas nécessaire à la démonstration de sûreté et, en conséquence, ne retient pas le SEXTEN comme un élément important pour la protection des intérêts (EIP) mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement.

4.3.2.2.5 Confinement des bâtiments périphériques

EDF a également examiné le confinement des bâtiments périphériques dans lesquels débouchent les traversées de l'enceinte qui abritent des circuits véhiculant des matières radioactives. Le confinement de ces locaux repose à la fois sur des éléments statiques (parois, portes, trémies, chatières, joints inter-bâtiments, siphons de sol...) et des dispositions participant au confinement dynamique (circuits de ventilation d'air, identification des locaux à risque de présence d'iode, circuits de filtration de l'iode...).

Pour ce qui concerne les éléments statiques participant au confinement des bâtiments périphériques, EDF dispose pour certains d'entre eux de programmes de maintenance préventive qui permettent de vérifier le respect des exigences associées au confinement.

Pour ce qui concerne les dispositions participant au confinement dynamique et en particulier les locaux dits « à risque iode¹⁹ », EDF a mis en œuvre une nouvelle méthodologie visant à mettre à jour la liste de ces locaux au sein des bâtiments périphériques. EDF a par ailleurs prévu de déployer une modification visant à raccorder ces locaux à un circuit d'extraction et de filtration de l'iode.

4.3.2.2.6 Risque de bypasse du confinement de l'enceinte

La première vanne d'isolement des tuyauteries d'aspiration de l'eau des puisards situés au fond du bâtiment du réacteur est localisée à l'extérieur du bâtiment du réacteur. Les tronçons de chacune de ces tuyauteries des circuits d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS) situés en amont de leur vanne d'isolement constituent ainsi des points singuliers avec un risque de bypasse du confinement et sont donc conçus avec une double enveloppe²⁰. Le retour d'expérience d'exploitation de certains réacteurs de 900 MWe et 1300 MWe a parfois montré la présence d'eau dans ces doubles enveloppes. Si l'origine de cette eau n'a pas été identifiée, sa présence est néanmoins susceptible de conduire à la corrosion des doubles enveloppes et d'entraîner leur percement, ce qui conduirait à une rupture du confinement. En réponse aux demandes de l'ASN en référence [14], EDF a mis en œuvre des contrôles sur ces doubles enveloppes (présence d'eau, mesure d'épaisseur) et a créé un nouveau piquage sur la partie basse interne des tronçons horizontaux des doubles enveloppes pour permettre l'introduction de moyens de contrôle visuel. Cette modification ne concerne toutefois à ce stade que quelques réacteurs de 1300 MWe.

Lors du troisième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, les études probabilistes de sûreté ont mis en évidence un risque de fusion du cœur avec bypasse de l'enceinte de confinement en cas de rupture d'un serpentin des barrières thermiques d'un groupe motopompe primaire²¹ (GMPP). Pour réduire ce

¹⁹ Les locaux à risque iode sont les locaux pouvant renfermer des matériels qui peuvent contenir de l'iode sous forme gazeuse ou qui véhiculent du fluide potentiellement contaminé en iode.

²⁰ Le tronçon de chaque tuyauterie des circuits RIS/EAS situé à l'aspiration des puisards du bâtiment du réacteur permet en situation accidentelle la recirculation de l'eau borée au sein de l'enceinte et de ralentir la montée en pression dans l'enceinte avant que celle-ci ne soit trop importante et nécessite une dépressurisation induisant des rejets dans l'environnement.

²¹ La barrière thermique des GMPP est refroidie par le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui traverse l'enceinte de confinement. Une rupture d'un serpentin de la barrière thermique peut entraîner, si elle n'est pas isolée, une rupture du circuit

risque, EDF a prévu de fiabiliser l'isolement automatique de la barrière thermique. La mise en œuvre de cette modification a fait l'objet d'une autorisation de l'ASN.

4.3.2.2.7 *Extension de la troisième barrière*

L'extension de la troisième barrière de confinement comprend les portions de circuits et équipements associés qui peuvent véhiculer des substances radioactives de l'intérieur vers l'extérieur de l'enceinte de confinement, notamment en situation accidentelle.

Dans le cadre de ce réexamen, EDF a mis à jour la liste des circuits et équipements constituant l'extension de la troisième barrière et a mis à niveau les exigences associées (étanchéité, vérification de la résistance à la température, pression et irradiation, etc.) afin que ces matériels soient fonctionnels dans les situations où ils sont requis. EDF a vérifié le respect de ces exigences pour les circuits et équipements concernés, ce qui l'a conduite à renforcer certaines portions des circuits ou à remplacer certains équipements.

4.3.2.3 *Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen*

4.3.2.3.1 *État des enceintes de confinement*

À l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la surveillance de l'état et du comportement des enceintes de confinement des réacteurs de 900 MWe est globalement satisfaisante.

En particulier, l'ASN considère comme satisfaisantes les conclusions d'EDF relatives au comportement mécanique des enceintes (déformations limitées et compatibles avec les exigences de comportement attendues).

EDF n'a toutefois pas identifié le SEXTEN comme un EIP car elle estime qu'il n'est pas nécessaire à la démonstration de sûreté. L'ASN est en désaccord avec cette position. Lorsque le réacteur est en fonctionnement, le SEXTEN est l'unique moyen de surveillance en continu de l'état du confinement de l'enceinte. L'arrêté du 7 février 2012 définit les EIP de la façon suivante : « *structure, équipement, système (programmé ou non), matériel, composant ou logiciel présent dans une installation nucléaire de base ou placé sous la responsabilité de l'exploitant, assurant une fonction nécessaire à la démonstration mentionnée au deuxième alinéa de l'article L. 593-7 du code de l'environnement ou contrôlant que cette fonction est assurée* ». Le SEXTEN participe au contrôle de la fonction de sûreté associée au confinement et permet de détecter une dégradation qui surviendrait pendant le fonctionnement du réacteur. Il doit donc s'agir à ce titre d'un EIP, pour lequel EDF doit définir des exigences définies. Ces exigences permettront notamment de fixer un cadre pérenne aux dispositions à prendre lorsque les mesures du SEXTEN ne sont pas exploitables ou ne sont pas disponibles (en raison par exemple d'un capteur du SEXTEN défaillant).

Ce point fait l'objet de la prescription [CONF-E] de l'ASN [48].

L'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey fera l'objet d'une attention particulière à l'occasion de son quatrième réexamen périodique, car cette enceinte a fait l'objet en 2017 d'une réparation visant à restaurer son étanchéité.

4.3.2.3.2 *Surveillance des enceintes de confinement*

Les programmes de maintenance préventive mis en œuvre sur les réacteurs de 900 MWe avant leur quatrième visite décennale prévoient la recherche de fissures et de traces de corrosion, ce qui nécessite l'absence de débris ou de végétation tels que des mousses. Ces éléments peuvent non seulement occulter les parements et en gêner l'inspection, mais sont aussi de nature à accélérer la dégradation du béton armé.

de réfrigération intermédiaire (RRI) qui n'est pas dimensionné à la pression et à la température du fluide primaire. Cette situation conduirait à une brèche primaire non isolable avec bypass du confinement, du fait du transfert de l'eau primaire dans le circuit de réfrigération intermédiaire.

EDF a présenté l'état des lieux de la propreté des dômes des bâtiments du réacteur et des programmes de maintenance préventive applicables.

Par ailleurs, compte tenu du risque accru de vieillissement prématuré des câbles de précontrainte dans leurs zones d'ancrage lorsque des dégradations ont été constatées dans la ceinture torique, l'ASN considère qu'un mode approprié d'investigation non destructive de l'état des câbles dans cette zone doit être recherché pour compléter la surveillance visuelle, l'auscultation périodique et l'analyse globale faite sur la base des éprouves d'enceinte.

Ces points ont fait l'objet de demande de l'ASN [45].

4.3.2.3.3 Pathologie de gonflement interne du béton

Les phénomènes de réaction alcali-granulat (RAG) et de réaction sulfatique interne (RSI), non postulés à la conception et n'ayant pas fait l'objet de précautions particulières à la construction, sont maintenant pris en compte dans un DAPE. Ce « DAPE composant » concerne l'étude du comportement structurel d'ouvrages affectées par des réactions de gonflement interne du béton (RAG ou RSI) en vue de poursuivre l'exploitation de ces ouvrages jusqu'au cinquième réexamen périodique au moins, et sans risque d'effet falaise au-delà.

Bien que des observations *in situ* soient réalisées pour détecter d'éventuelles réactions de gonflement interne du béton, l'ASN constate qu'il n'existe pas de critères d'acceptabilité associés à cette surveillance. L'ASN note les actions qu'EDF a engagées pour compléter l'état des connaissances présenté dans le DAPE relatif aux risques de gonflement interne du béton pour sa prochaine révision. Toutefois, l'ASN considère que la nocivité des pathologies doit être étudiée de façon proactive et que des seuils devraient être explicités dans le cadre de la prochaine révision du DAPE concerné, afin de juger du caractère acceptable des phénomènes constatés, au regard des exigences et fonctions que les structures de génie civil doivent remplir (résistance, stabilité, confinement).

Ce point a fait l'objet d'une demande de l'ASN [45], qui s'applique également à d'autres structures en béton que l'enceinte de confinement.

4.3.2.3.4 Amélioration de l'étanchéité de l'enceinte de confinement et de ses traversées

L'ASN considère que l'ensemble des évolutions prévues par EDF dans le cadre de ce réexamen est de nature à améliorer le confinement, notamment en cas d'accident avec fusion du cœur, en particulier :

- les actions relatives à l'identification, à l'amélioration de l'étanchéité et aux contrôles prévus des « traversées sensibles » ;
- la mise à jour de la liste des circuits et équipements constituant l'extension de la troisième barrière.

Pour ce qui concerne la principale traversée de l'enceinte qui est le tampon d'accès matériel (TAM), l'ASN considère qu'EDF n'a pas apporté, pour les réacteurs de 900 MWe, les justifications nécessaires pour garantir son étanchéité, lorsqu'elle est requise par les règles générales d'exploitation, pendant certaines phases d'arrêt du réacteur pour maintenance programmée et renouvellement du combustible. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

EDF réalise un essai d'étanchéité après toute opération de maintenance susceptible d'avoir un impact sur l'étanchéité d'une traversée mécanique. L'ASN constate qu'un essai d'étanchéité est réalisé avant les interventions de maintenance curatives mais pas avant les opérations de maintenance préventive. L'ASN considère qu'EDF doit effectuer une campagne de contrôle supplémentaire en réalisant, en préalable à toute opération de maintenance préventive susceptible d'avoir un impact sur l'étanchéité d'une traversée mécanique, un essai d'étanchéité afin d'identifier toute évolution depuis le dernier essai et d'en tirer les enseignements. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

4.3.2.3.5 Confinement des bâtiments périphériques

L'ASN considère qu'EDF doit compléter ses programmes de maintenance concernant les dispositifs participant au confinement statique. En particulier, EDF doit s'assurer, lors des contrôles des parois, que les défauts qui pourraient être identifiés n'affectent pas les exigences associées au confinement. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

4.3.2.3.6 Risque de bypasse du confinement et extension de la troisième barrière

L'ASN considère, au regard des études probabilistes de sûreté réalisées dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, que les dispositions matérielles, mises en œuvre à la suite du troisième réexamen périodique de ces réacteurs, visant à fiabiliser l'isolement automatique de la barrière thermique des motopompes primaires ne sont pas suffisantes. Ce sujet est traité au paragraphe 5.7.1.3.

Par ailleurs, l'ASN considère que les dispositions prises par EDF pour le contrôle de la double enveloppe des circuits d'injection de secours (RIS) et d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS), qui constitue une extension de la troisième barrière de confinement, sont nécessaires mais ne sont pas suffisantes pour s'assurer de l'absence d'un phénomène de corrosion. Ces dispositions ne permettent donc pas en l'état de démontrer l'intégrité de cette double enveloppe en situation accidentelle. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à compléter les dispositions prévues, ce qui est satisfaisant.

L'ASN note qu'EDF a créé une FAV associée aux doubles enveloppes, ce qui est satisfaisant.

4.3.3 Revue de la conformité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire

En cas de brèche survenant sur le circuit primaire (accident de perte de réfrigérant primaire ou APRP), non compensable par le système de contrôle volumétrique et chimique (RCV), le système d'injection de sécurité (RIS) permet de maintenir l'inventaire en eau dans le circuit primaire. Lors de cette séquence accidentelle, il peut également être nécessaire de faire diminuer la pression dans l'enceinte de confinement par le système d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS).

L'eau borée nécessaire à la réalisation des fonctions des systèmes RIS et EAS est prélevée dans la bache du circuit de traitement et de refroidissement des piscines (PTR). Lorsque l'eau de cette bache atteint un niveau bas, les systèmes RIS et EAS passent alors en « recirculation » : ils prélèvent l'eau dans les puisards en fond de bâtiment du réacteur. Afin de garantir l'opérabilité de cette fonction de recirculation, les puisards sont équipés de filtres qui permettent d'éviter le transport de débris dans les circuits de sauvegarde et le cœur du réacteur.

La recirculation des systèmes RIS et EAS doit être en mesure de fonctionner pendant une longue durée afin de garantir le refroidissement du combustible, y compris lors de la phase de gestion à long terme de l'accident.

La défaillance de la fonction de recirculation peut conduire à la fusion du cœur et à des rejets radioactifs importants dans l'environnement.

4.3.3.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Des études internationales et des programmes expérimentaux, réalisés après un incident survenu en 1992 à la centrale nucléaire de Barsebäck en Suède, ont soulevé des interrogations sur le risque de défaillance de la fonction de recirculation des réacteurs nucléaires à eau sous pression, en cas de colmatage des filtres des puisards situés au fond du bâtiment du réacteur.

EDF a déclaré en 2003 un évènement significatif pour la sûreté après avoir mis en évidence un risque de colmatage des filtres des puisards des systèmes RIS et EAS en situation d'APRP de quatrième catégorie²². Après que l'ASN a formulé [88] des réserves sur son dossier, EDF a modifié ses installations à partir de 2005, afin d'augmenter notablement la surface de filtration au niveau des puisards.

Compte tenu des nombreuses questions qui subsistaient sur la capacité à assurer la recirculation de l'eau, l'ASN a demandé à EDF d'effectuer une revue complète de la fonction de recirculation [4] puis, dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [6], de mettre en œuvre un programme de travail portant sur l'évaluation de la fonction de recirculation, incluant notamment :

- un approfondissement de la justification de la fiabilité de cette fonction, en tenant compte notamment des fonctions supports des systèmes RIS et EAS, des éventuels écarts affectant ces systèmes ainsi que du retour d'expérience ;
- une analyse des risques de perte de la fonction de recirculation, en tenant compte des effets physiques et chimiques se produisant en amont et en aval des filtres des puisards (risques de colmatage), ainsi que de la présence de poches d'air dans les tuyauteries reliant les puisards aux pompes des systèmes RIS et EAS.

EDF a transmis un programme de travail afin de démontrer l'opérabilité de la fonction de recirculation en situation d'APRP.

4.3.3.2 Synthèse des études réalisées par EDF

En réponse aux demandes de l'ASN [6], EDF a transmis entre 2016 et 2017 une mise à jour de ses études intégrant de nouvelles évaluations des débris arrivant sur les filtres, de la quantité et de la nature des débris passant au travers des filtres et de leur impact sur le refroidissement des assemblages de combustible.

Dans ce dossier, EDF conclut à l'absence de risque de perte de la fonction de recirculation du fait d'effets physiques ou chimiques en amont ou en aval des filtres. Toutefois, l'expertise de ce dossier ayant mis en évidence de nombreux questionnements, EDF a défini un nouveau programme de travail.

EDF a ainsi fait évoluer sa démonstration de la fiabilité de la fonction de recirculation et a engagé un programme d'essais portant sur la qualification des filtres et la capacité de refroidissement des assemblages de combustible. EDF a en particulier transmis :

- une mise à jour de la caractérisation du terme source de débris en amont des filtres en cohérence avec l'état des réacteurs de 900 MWe à la suite du quatrième réexamen périodique ;
- une évaluation du risque de cavitation des pompes, fondée sur la marge en termes de pression minimale nécessaire à l'aspiration (NPSH) des pompes des systèmes RIS et EAS, complétée par des études spécifiques aux réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey ;
- les cahiers des charges d'essais chimiques élémentaires et de qualification des filtres ;
- le cahier des charges d'essais devant permettre de démontrer la capacité de refroidissement des assemblages de combustible ;
- une étude bibliographique des effets chimiques sur le colmatage des filtres et des assemblages de combustible ;
- des notes de synthèse présentant les premiers résultats de son plan d'action ainsi que sa position sur la conformité de la fonction de recirculation ;
- une étude de faisabilité des modifications envisageables destinées à assurer l'efficacité de cette fonction, ainsi que les modifications retenues dans une démarche de réduction du risque pour les réacteurs de 900 MWe.

²² Les conditions de fonctionnement de dimensionnement sont réparties en quatre catégories. Ce classement résulte de la fréquence annuelle des initiateurs. À titre d'illustration, les accidents de « première catégorie » sont associés au fonctionnement normal et les accidents de « catégorie 4 » sont associés aux initiateurs les moins probables.

Le programme d'essais d'EDF est encore en cours. L'ensemble des résultats ne sera disponible qu'en 2022.

4.3.3.3 *Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen*

L'ASN a analysé les principaux phénomènes mis en jeu dans la fonction de recirculation et notamment :

- la nature et le transport jusqu'aux filtres des débris produits lors d'un APRP ;
- la nature des débris passant au travers des filtres et leur nocivité pour le refroidissement des assemblages de combustible ;
- l'impact de la composition chimique de l'eau sur le risque de colmatage des filtres et des assemblages de combustible ;
- le risque de perte des pompes des systèmes RIS et EAS par cavitation et passage d'air.

Ces points sont abordés successivement ci-dessous.

4.3.3.3.1 *Caractérisation du terme source de débris en amont des filtres*

Les débris susceptibles d'affecter la filtration peuvent avoir plusieurs sources. Il s'agit en premier lieu des débris générés par la destruction du calorifuge installé sur les matériels présents dans une zone située autour de la brèche du circuit primaire, d'éléments détruits par le jet d'eau à haute pression et haute température (micro-débris de peinture, etc.), ainsi que des débris et composés chimiques présents sur les structures et les matériels lessivés par l'eau en recirculation.

Quantité de débris de calorifuge générée par la brèche

Les essais réalisés par EDF et l'IRSN montrent que la composition du calorifuge présent et son conditionnement mécanique ont un fort impact sur l'opérabilité de la fonction de recirculation. En effet, la nature du conditionnement mécanique du calorifuge détermine la quantité de matériau qui sera libérée notamment sous l'onde de surpression produite par la brèche et la composition du calorifuge est un facteur prépondérant de sa susceptibilité à générer des effets chimiques.

L'ASN considère que la démarche proposée par EDF pour l'évaluation de la quantité de micro-débris de peinture générés par l'effet de jet est acceptable. En complément, EDF a transmis une analyse comparative avec les réacteurs américains afin de justifier les hypothèses retenues.

Au cours de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en place un suivi de l'inventaire des calorifuges utilisés et de leur localisation dans le bâtiment du réacteur afin de garantir que les calorifuges présents sont conformes aux hypothèses retenues dans la démonstration de sûreté. L'ASN considère cet engagement satisfaisant.

Pour définir les quantités de calorifuge encapsulé détruit par les effets de la brèche, EDF s'appuie notamment sur des essais menés sur du calorifuge utilisé sur certains réacteurs aux États-Unis. À l'issue de l'instruction, EDF a précisé qu'il démontrerait le caractère transposable des résultats des essais réalisés aux États-Unis sur le calorifuge « Temp-Mat » pour les calorifuges fibreux installés sur les réacteurs français. L'ASN souligne que des essais de détermination de la ZOD sur les calorifuges installés sur les réacteurs d'EDF permettraient de définir un terme source adapté aux situations réellement rencontrées.

En l'absence de calorifuges susceptibles de générer des effets chimiques, les essais ont montré que la réduction des calorifuges fibreux avait dans la majorité des situations un effet bénéfique sur la perte de charge des filtres.

EDF s'est fixée comme valeur repère de diminuer de moitié l'épaisseur du lit de fibre par unité de surface sur les filtres et vise une valeur comparable aux meilleures pratiques internationales. EDF a donc décidé de réduire la quantité de fibres libérables en situation d'APRP par le remplacement de calorifuges fibreux situés sur les fonds primaires des générateurs de vapeur et les tuyauteries primaires par du calorifuge métallique et en mettant en place, sur les réacteurs de type CPY, des cerclages sur les calorifuges des grosses tuyauteries de raccordement des accumulateurs du système RIS et de la ligne d'expansion du pressuriseur.

L'ASN considère que des cerclages sont également nécessaires sur les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, étant donné que les filtres installés sur ces réacteurs présentent une sensibilité plus importante au colmatage.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser ces modifications, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, compte tenu des enjeux, l'ASN encadre leur déploiement par la prescription [CONF-C] [48].**

Au cours de l'instruction, EDF a indiqué qu'elle souhaitait retenir, pour la définition du terme source de débris, des aires de brèches à débattement limité, en cohérence avec le référentiel applicable pour les études d'APRP. EDF s'est engagée à compléter sa démonstration du conservatisme des aires de brèches retenues. L'ASN considère que cet engagement est satisfaisant.

Impact des calorifuges de types « Microtherm » et « Protect 1000S »

Les différents essais réalisés par EDF et l'IRSN en présence de calorifuge de types « Microtherm » et « Protect 1000S » montrent que ces calorifuges ont un effet très défavorable vis-à-vis des pertes de charge en amont et en aval des filtres et un impact notable sur le risque de défaillance de la fonction de recirculation du fait de leur susceptibilité à générer des effets chimiques.

L'ASN note qu'EDF s'est engagée à finaliser la suppression du calorifuge de type « Microtherm » et à réduire fortement la quantité de calorifuge de type « Protect 1000S » sur les tuyauteries du circuit primaire principal et de ses tuyauteries auxiliaires dans le bâtiment du réacteur.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser ces modifications, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, compte tenu des enjeux, l'ASN encadre leur déploiement par la prescription [CONF-C] [48].**

Hypothèses relatives au transport des débris

L'ASN considère que les hypothèses relatives au transport des débris jusqu'aux filtres utilisés par EDF dans sa démonstration sont acceptables.

4.3.3.3.2 *Caractérisation du terme source de débris à l'aval des filtres et risque de colmatage des assemblages de combustible*

EDF n'a pas démontré le caractère pénalisant du terme source de débris retenu en amont des filtres pour définir le terme source de débris en aval. EDF s'est engagée à justifier par des essais le caractère enveloppe du terme source de débris considéré en aval des filtres. L'ASN considère que cet engagement est satisfaisant.

Les essais réalisés par EDF confirment le caractère très pénalisant des calorifuges de types « Microtherm » et « Protect 1000S » susceptibles de générer des effets chimiques vis-à-vis du colmatage des assemblages de combustible. L'ASN considère qu'EDF doit réduire très notablement leur quantité. Ce point est traité par la prescription [CONF-C] de l'ASN relative à la modification du calorifuge [48].

4.3.3.3.3 Impact de la composition chimique de l'eau sur le risque de colmatage des filtres et des assemblages de combustible

À la suite de l'instruction, EDF s'est engagée à compléter son programme d'essais par la prise en compte du conditionnement chimique de l'eau des réacteurs de 900 MWe ainsi que des concentrations en débris représentatives. EDF s'est également engagée à réaliser un programme complémentaire d'essais intégraux²³.

L'ASN considère que ces engagements sont satisfaisants.

4.3.3.3.4 Risque de perte des pompes des systèmes RIS et EAS par cavitation et passage d'air

Afin de s'assurer du bon fonctionnement de la fonction de recirculation, EDF doit s'assurer de l'absence de risque de cavitation des pompes des systèmes RIS et EAS.

L'ASN considère que la méthode proposée par EDF pour vérifier l'absence de risque de cavitation doit être complétée, notamment par la justification de la valeur de certaines pénalités retenues dans les études, par la démonstration de la validité de lois utilisées au-delà de leur domaine d'application habituel et par des compléments d'essais.

Ces points font l'objet de demandes de l'ASN [49].

Par ailleurs, EDF a étudié le risque de perte des pompes RIS et EAS par aspiration d'air dans les lignes et s'est engagée à conforter ses conclusions sur l'absence de nocivité de cet air présent dans ces lignes par des essais et des études complémentaires, ce qui est satisfaisant.

Cas particulier des pompes RIS et EAS de la centrale nucléaire du Bugey

En situation d'APRP, dans les deux heures suivant le début de l'accident, les pompes EAS de la centrale nucléaire du Bugey présentent une valeur de pression minimale nécessaire à l'aspiration (NPSH) légèrement négative et les pompes RIS basse pression une valeur négative sensiblement plus importante.

Pour démontrer l'opérabilité de la fonction de recirculation pendant cette période, EDF valorise la tolérance des pompes à un régime de cavitation, qu'elle a vérifiée par des essais réalisés sur des pompes RIS. L'ASN note que ces essais sont à conforter pour les pompes EAS par des essais plus représentatifs.

L'ASN note que la valeur du NPSH des pompes RIS basse pression reste légèrement négative malgré la valorisation de la pression de l'enceinte dans les études d'EDF. L'ASN note que la valorisation dans les études de la pression dans l'enceinte est, sur le principe, acceptée par certaines autorités de sûreté étrangères mais rarement utilisée ; elle ne correspond toutefois pas aux règles de dimensionnement qui ont été appliquées aux systèmes RIS et EAS lors de la conception des réacteurs du parc en exploitation. L'ASN considère ainsi que la situation actuelle des pompes RIS basse pression et EAS des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey n'est pas satisfaisante.

L'ASN note qu'EDF s'est engagée à réaliser des essais de cavitation sur une pompe EAS dans des conditions représentatives pour vérifier l'existence de marges suffisantes, ce qui est satisfaisant. Pour les pompes RIS basse pression, qui présentent le risque de cavitation le plus important, l'ASN considère qu'EDF doit justifier qu'elles sont qualifiées pour fonctionner en recirculation, en mettant en œuvre les éventuelles modifications nécessaires. Les essais menés sur les pompes RIS et EAS devront intégrer des configurations permettant d'évaluer la capacité de ces pompes à assurer leur fonction avec et sans valorisation de la pression dans l'enceinte de confinement résultant de l'accident de perte de réfrigérant primaire.

Ces points font l'objet de la prescription [CONF-C] de l'ASN [48].

²³ Essais d'ensemble incluant dans le même essai des essais de filtration et des essais de colmatage des assemblages de combustible sur une boucle d'expérimentation unique.

4.3.3.4 Conclusion sur la fiabilité de la fonction de recirculation

L'ASN souligne le travail important réalisé par EDF à la suite de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires tenue en 2019. Les résultats complets du programme d'essais prévu par EDF seront disponibles en 2022. L'instruction menée dans le cadre du quatrième réexamen a permis de définir les hypothèses acceptables pour démontrer l'opérabilité et la fiabilité de la fonction de recirculation avec une raisonnable confiance. Ces éléments permettront de mettre à jour le référentiel de sûreté associé à la fonction de recirculation.

EDF s'est engagée à réaliser des modifications importantes, dans une démarche de réduction du risque. Ces modifications vont en particulier contribuer à la réduction notable des effets chimiques et de la quantité de fibres libérées, ce qui contribuera notablement à la fiabilisation de la fonction recirculation.

L'ASN note que le programme d'essais en cours est nécessaire pour la mise à jour de la démonstration de sûreté qui permettra de conclure sur le caractère suffisant des modifications prévues par EDF dans sa démarche de réduction de risques.

L'ASN rappelle que la démonstration devra *in fine* couvrir tout le spectre des brèches étudiées dans la démonstration de sûreté, les trois types de filtre installé sur les réacteurs et les espèces chimiques dissoutes dans l'eau de recirculation par le lessivage des calorifuges, des matériels et des structures.

Ces points sont intégrés à la prescription [CONF-C] de l'ASN [48].

4.3.4 Bilan de puissance des diesels

Les groupes électrogènes de secours à moteur diesel (GES) des réacteurs de 900 MWe alimentent les systèmes de sauvegarde en cas de perte des alimentations électriques externes. Ces systèmes doivent permettre l'atteinte et le maintien du réacteur dans un état sûr. Chaque réacteur est équipé de deux groupes électrogènes de secours. Compte tenu des règles retenues pour la démonstration de sûreté, l'atteinte et le maintien d'un état sûr doivent être assurés par un seul groupe électrogène de secours. Les bilans entre la puissance électrique des groupes électrogènes et la puissance consommée par les systèmes de sauvegarde ont pour objet de s'assurer que la puissance délivrée par chaque groupe électrogène de secours est suffisante pour alimenter l'ensemble des matériels qu'il secourt.

4.3.4.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, de nouveaux matériels importants pour la sûreté et secourus par les diesels sont ajoutés. Cet ajout de consommateurs électriques impose de vérifier que la puissance délivrée par chaque groupe électrogène de secours est supérieure à la puissance consommée appelée par les consommateurs, pour l'ensemble des situations prévues dans la démonstration de sûreté, y compris en cas de température extérieure élevée.

4.3.4.2 Synthèse des études et des essais réalisés par EDF

Dans l'objectif de mettre à jour la puissance électrique consommée par les différents consommateurs, EDF a mené des études visant à :

- définir la puissance maximale réelle consommée par certains matériels, au lieu de leur puissance maximale nominale, et, dans certains cas, en l'adaptant à la situation accidentelle considérée (par exemple, la consommation des ventilateurs en hiver est réduite) ;
- déterminer la consommation électrique au moyen de mesures *in situ* pour certains systèmes d'éclairage de secours.

Par ailleurs, EDF a mené des études afin de réévaluer la puissance pouvant être délivrée par les groupes électrogènes de secours. L'estimation de la puissance disponible est fondée sur la révision des modèles théoriques prédictifs de la température des fluides de refroidissement du diesel en fonction de la

température extérieure. Des essais en conditions de température extérieure élevée, menés lors de l'été 2019 sur certains groupes électrogènes de secours, ont été utilisés pour ajuster ces modèles.

Afin d'augmenter les marges entre la puissance pouvant être délivrée et la puissance consommée, EDF a mis en œuvre des modifications permettant :

- d'une part, de réduire la puissance électrique consommée ; EDF a remplacé certains matériels par des matériels à basse consommation et a prévu de déployer des modifications permettant, dans certaines situations accidentelles, de délester des matériels non requis ;
- d'autre part, d'accroître la puissance délivrée par les groupes électrogènes de secours ; EDF a déployé, pour tous les groupes électrogènes de secours des réacteurs de type CPY²⁴, des dispositifs permettant de limiter les phénomènes de recirculation verticale d'air chaud au sein du système de réfrigération. Ces dispositifs permettent un gain de puissance en cas de température extérieure élevée.

4.3.4.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs

Pour l'évaluation de la puissance électrique consommée par les matériels, l'ASN note que certains conservatismes (prise en compte de la puissance consommée maximale, cumul de consommations non-simultanées) ont été appliqués. Toutefois, certains phénomènes comme le vieillissement, la perte en ligne et la variation de puissance lors de la mise en tension des matériels n'ont pas été pris en compte par EDF.

Pour l'évaluation de la puissance pouvant être délivrée par les groupes électrogènes de secours, EDF a révisé ses modèles prédictifs de la température des fluides du diesel en fonction de la température extérieure. Cette révision s'appuie sur la campagne d'essais menés lors de l'été 2019. Ces modèles s'appuient sur certaines hypothèses de modélisation. Ces sujets ont fait l'objet de demandes de l'ASN [56] [49] afin de disposer de valeurs de puissances conservatives.

L'ASN constate que les marges²⁵ entre la puissance délivrée par chaque groupe électrogène de secours et la puissance consommée par les matériels secourus, calculées par EDF à l'issue de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, sont, dans certaines situations, de l'ordre de quelques pourcents. L'ASN considère que la valeur minimale de cette marge doit être supérieure à 5 % pour assurer avec un niveau de confiance satisfaisant l'alimentation de l'ensemble des matériels secourus. **Ce point fait l'objet de la prescription [CONF-D] de l'ASN [48].**

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en œuvre sur les réacteurs de type CPY une modification permettant de réduire la puissance consommée (cette modification vise à inhiber le fonctionnement simultané de matériels). Par ailleurs, pour les réacteurs de la centrale du Bugey, EDF s'est engagée à délester certains matériels et à étudier de nouvelles modifications permettant une augmentation des marges.

En application des préconisations de l'association des responsables d'autorité de sûreté nucléaire d'Europe de l'Ouest (WENRA), EDF étudiera, à l'échéance de la phase B du déploiement des modifications associées au réexamen, le bilan de puissance des diesels pour les situations de cumul entre une agression « canicule », la perte des alimentations électriques externes et un aggravant (correspondant à la perte d'un diesel).

²⁴ Ce déploiement a été réalisé sur tous les réacteurs à l'exception de ceux de la centrale de Cruas pour lesquels cette problématique n'existe pas compte tenu des spécificités de ce site.

²⁵ La marge correspond à l'écart entre la puissance délivrée par chaque groupe électrogène de secours et la puissance consommée par les matériels secourus, divisé par la puissance délivrée par le groupe électrogène.

4.4 SYNTHÈSE ET PRESCRIPTIONS PORTANT SUR LA CONFORMITÉ DES INSTALLATIONS ET LA MAÎTRISE DU VIEILLISSEMENT ET DE L'OBSOLESCENCE

Les actions concourant au maintien de la conformité et à la maîtrise du vieillissement (surveillance, maintenance, contrôle, traitement des écarts) sont à assurer au quotidien sur les installations. La conformité des installations étant une condition indispensable à leur sûreté, sa vérification constitue un objectif fondamental des réexamens périodiques.

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique, EDF a prévu de mettre en œuvre un programme d'examen de la conformité des réacteurs qui permet notamment de s'assurer de la bonne application des programmes de maintenance préventive existants. EDF a par ailleurs complété ses actions par des visites de terrain réalisées par des équipes pluridisciplinaires dans certains locaux comportant des systèmes importants pour la sûreté nécessaires en situation accidentelle pour l'atteinte et le maintien du réacteur dans un état sûr. Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de ré-analyser la conformité de certains matériels ou de certains systèmes au regard de leurs exigences de sûreté. À ce titre, EDF a en particulier vérifié :

- la capacité des groupes électrogènes de secours (diesels) à fournir la puissance électrique requise, dans les situations de température extérieure élevée considérées dans la démonstration de sûreté ; l'ASN prescrit la valeur minimale de la marge de puissance de ces équipements ;
- la capacité de la recirculation de l'eau borée en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire. EDF a réalisé un travail important de R&D et d'études pour mieux appréhender les phénomènes physiques en jeu. EDF s'est engagée à améliorer la fiabilité de la fonction de recirculation en mettant en œuvre des modifications visant à réduire le terme source de débris susceptibles d'être transportés par l'eau ainsi que le risque d'effets chimiques. Ces modifications des installations permettront d'assurer, avec une raisonnable confiance, que les moyens prévus pour la recirculation de l'eau borée en cas d'accident pourront assurer leurs fonctions. L'ASN prescrit leur calendrier de déploiement.

Pour compléter les actions prévues pour vérifier le maintien de la conformité des réacteurs après une quarantaine d'années de fonctionnement, EDF s'est engagée à réaliser des essais particuliers sur des équipements importants pour la sûreté. Toutefois, l'ASN considère que ce programme d'essais doit être complété et prescrit à EDF des essais complémentaires.

Par ailleurs, EDF a mis en place depuis les troisièmes visites décennales une démarche de maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence des matériels, qui contribue au maintien de la conformité des réacteurs. Cette démarche n'appelle plus, dans ses principes, de remarque. Elle repose sur une analyse générique du vieillissement et de ses conséquences et sur une analyse locale spécifique à chaque réacteur, notamment lors de sa visite décennale.

Pour justifier la tenue des cuves jusqu'à dix ans après la quatrième visite décennale, EDF a réalisé des études de résistance à la rupture brutale en tenant compte de l'évolution des caractéristiques des matériaux et mènera des contrôles pour s'assurer de l'absence de défaut préjudiciable dans l'acier lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les études réalisées permettent de conclure à la capacité des cuves ne présentant pas de défaut à fonctionner dix années supplémentaires. Pour les cuves, dont les contrôles réalisés par le passé ont montré qu'elles comportent des défauts de fabrication²⁶, des études spécifiques seront réalisées avant la visite décennale de chacun des réacteurs concernés. Cela a été notamment le cas pour le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin.

La démarche mise en œuvre par EDF pour justifier le comportement des équipements des circuits primaire et secondaires (dossiers de référence réglementaires) est satisfaisante. En particulier, la démarche

²⁶ Réacteurs n° 1 de la centrale de Tricastin, n° 2 de la centrale nucléaire du Blayais, n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, n° B1 et n° B2 de la centrale nucléaire de Saint Laurent-des-Eaux.

d'évaluation des zones sensibles à la fatigue ou à la rupture brutale par EDF est adaptée aux enjeux : ces zones font l'objet d'un suivi particulier par des essais non destructifs.

EDF a révisé ses études sur le vieillissement thermique des coudes moulés du circuit primaire dans le cadre du réexamen et doit apporter des justifications complémentaires. S'agissant des coudes pour lesquels subsisteraient des difficultés de justification, EDF devra définir une stratégie de traitement adaptée, voire envisager leur remplacement si nécessaire.

EDF a réévalué la performance du confinement. L'ASN considère que la surveillance des enceintes de confinement et de leur comportement est satisfaisante. Elle nécessite toutefois certains compléments, notamment sur les programmes de maintenance préventive, le contrôle du vieillissement prématuré de certains câbles de précontrainte, et sur les pathologies observées du béton. De plus, les actions prévues dans le cadre de ce réexamen permettront d'améliorer le confinement au niveau des traversées de l'enceinte ainsi que des bâtiments périphériques.

Enfin, EDF s'est engagée à privilégier, en cas de détection d'un écart, la remise en conformité plutôt que la justification du maintien en l'état. En particulier, EDF a prévu de résorber au plus tard lors de la quatrième visite décennale de chaque réacteur les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement, ce qui est satisfaisant. Les écarts détectés au cours de la visite décennale seront corrigés dès que possible, en tenant compte de leur importance pour la sûreté.

En conclusion, le programme d'EDF pour vérifier la conformité de ses réacteurs dans le cadre de leur quatrième réexamen périodique, complété par les demandes de l'ASN, est satisfaisant. La déclinaison de ce programme sur chaque réacteur devra faire l'objet d'une attention particulière de la part d'EDF. L'ASN a prévu à ce titre de réaliser des inspections spécifiques sur chacun des réacteurs, notamment pendant la visite décennale.

Le programme de contrôle et les vérifications prévus par EDF, complétés des demandes de l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs visés pour le réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Résorption des écarts détectés

[CONF-A] Sans préjudice des dispositions de la section 6 du titre II de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, l'exploitant résorbe, au plus tard lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen, les écarts ayant un impact sur la sûreté qui auront été identifiés préalablement à celle-ci. En cas de difficulté particulière, l'exploitant justifie, dans le dossier accompagnant la demande d'accord mentionnée à l'article 2.4.1 de l'annexe à la décision du 15 juillet 2014 susvisée, le report de la résorption de ces écarts au-delà de la visite décennale et le calendrier associé.

Pour les écarts détectés au cours de cette visite décennale qui n'ont pas pu être corrigés lors de celle-ci, l'exploitant justifie le calendrier de leur résorption dans le cadre du dossier mentionné au premier alinéa.

Essais particuliers

[CONF-B] I.– Au plus tard le 31 décembre 2021, afin de s'assurer du maintien de la conformité des réacteurs aux exigences de sûreté applicables, de vérifier l'accomplissement des fonctions de sûreté et

d'identifier des dérives éventuelles, l'exploitant complète son programme d'essais particuliers par les essais suivants :

1. des essais permettant de vérifier le fonctionnement du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) dans des configurations spécifiques des situations accidentelles :
 - la capacité de la turbopompe de ce système à fonctionner avec un niveau bas de la bûche d'alimentation afin de s'assurer, dans ces conditions, de l'absence de phénomènes susceptibles de remettre en cause l'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de la centrale nucléaire du Bugey et un réacteur de type CPY,
 - la capacité de la turbopompe de ce système à fonctionner de façon durable et prolongée sans ventilation de son local en situation de perte totale des alimentations électriques. Le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de la centrale nucléaire du Bugey et un réacteur de type CPY ;
2. des essais permettant de vérifier la capacité des groupes électrogènes de secours (systèmes LHG et LHH pour la centrale nucléaire du Bugey et LHP et LHQ pour les réacteurs de type CPY) à fonctionner de manière prolongée pendant au moins quarante-huit heures. Le programme d'essais intègre un essai in situ sur au moins un réacteur de chaque centrale nucléaire comportant des réacteurs de 900 MWe ;
3. des essais permettant de vérifier l'efficacité des dispositions mises en œuvre après une perte de la voie A du système de ventilation des locaux abritant les équipements électriques (DVL) permettant d'assurer le fonctionnement des équipements électriques ; le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de type CPY, après le déploiement des modifications prévues lors de la visite décennale précédant la remise du rapport de conclusion du réexamen ;
4. des essais permettant de vérifier les caractéristiques hydrauliques des pompes du système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement (EAS) dans des conditions aussi proches que possible de leur fonctionnement en situation accidentelle ; le programme d'essais intègre un essai sur au moins un réacteur de la centrale nucléaire du Bugey et un réacteur de type CPY.

Dans ce cadre il justifie pour l'ensemble de son programme d'essais particuliers le choix des réacteurs, et le cas échéant des équipements, sur lesquels les essais seront menés, ainsi que le calendrier associé au regard des objectifs de ces essais et de leurs conditions de réalisation.

II.– Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de type CPY, l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2024.

Pour chacun des essais figurant dans son programme d'essais particuliers devant être réalisé sur des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, l'exploitant réalise au moins un essai avant le 31 décembre 2025.

Fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire

[CONF-C] I.– Au plus tard le 31 décembre 2023 pour dix réacteurs et le 31 décembre 2025 pour les autres, l'exploitant met en œuvre des cerclages de sécurité sur les calorifuges des tuyauteries reliant les accumulateurs de l'injection de sécurité au circuit principal, ainsi que sur la ligne d'expansion du pressuriseur.

II.– L'exploitant :

1. effectue, sur les tuyauteries primaires et les fonds primaires des générateurs de vapeur, les relevés nécessaires en vue du remplacement des calorifuges fibreux qui sont susceptibles de libérer des fibres en cas de brèche en pied de générateur de vapeur ;

2. remplace ces calorifuges fibreux. Il vérifie que les conditions de température restent compatibles avec le fonctionnement des matériels nécessaires à la sûreté de l'installation en situation normale, incidentelle ou accidentelle et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

III.– L'exploitant :

- effectue, au plus tard le 31 décembre 2023, les enquêtes nécessaires pour identifier les lignes contenant des calorifuges microporeux de type « Microtherm » dans le bâtiment du réacteur et les lignes auxiliaires du bâtiment du réacteur équipées de calorifuges fibreux de type « Protect 1000S » dont le diamètre est supérieur à 50 mm ;
- achève, au plus tard le 31 décembre 2025, le remplacement des calorifuges microporeux de type « Microtherm » du bâtiment du réacteur. Il remplace dans le même délai le calorifuge fibreux de type « Protect 1000S » de l'ensemble des lignes auxiliaires du bâtiment du réacteur dont le diamètre est supérieur à 50 mm. Il vérifie que les conditions de température restent compatibles avec le fonctionnement des matériels nécessaires à la sûreté de l'installation en situation normale, incidentelle ou accidentelle et met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

IV.– Au plus tard le 31 décembre 2021, l'exploitant vérifie que les pompes basse pression du système d'injection de sécurité (RIS) des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey sont qualifiées pour fonctionner en recirculation, compte tenu de leur risque de cavitation. Le cas échéant, il définit les modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.

Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant vérifie, par des essais sur une pompe représentative, la capacité des pompes du système d'aspersion de l'enceinte (EAS) des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey à assurer leurs fonctions dans les situations de cavitation susceptibles de survenir.

Les essais menés sur les pompes du système d'injection de sécurité et du système d'aspersion de l'enceinte intègrent des configurations permettant d'évaluer la capacité de ces pompes à assurer leur fonction avec et sans valorisation de la pression dans l'enceinte de confinement résultant d'un accident de perte de réfrigérant primaire.

V.– Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant met à jour sa démonstration de la fiabilité de la fonction de recirculation de l'eau présente en fond du bâtiment du réacteur après un accident de perte de réfrigérant primaire. Cette mise à jour intègre les enseignements d'essais de filtration réalisés dans des conditions représentatives des installations et de la situation d'accident.

Marge de puissance attendue pour les groupes électrogènes de secours

[CONF-D] L'exploitant assure, avec un haut niveau de confiance, l'alimentation de l'ensemble des matériels secourus par chaque groupe électrogène de secours dans toutes les situations de la démonstration de sûreté. À ce titre, le bilan de puissance de chaque groupe électrogène de secours présente une marge d'au moins 5 %. L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

Dispositif de surveillance du confinement de l'enceinte

[CONF-E] L'exploitant établit les exigences définies du système de surveillance en exploitation du taux de fuite de l'enceinte de confinement (SEXTEN), qui constitue un élément important pour la protection qui participe à la surveillance du confinement lorsque les masses d'air dans l'enceinte de confinement sont stables.

5 POSITION DE L'ASN SUR LA RÉÉVALUATION DE SÛRETÉ

5.1 MODIFICATIONS DES INSTALLATIONS PRÉVUES PAR EDF

Afin de répondre aux objectifs du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a prévu de mettre en œuvre des modifications sur ses installations et de faire évoluer leurs conditions d'exploitation.

Pour tenir compte des contraintes liées à la maîtrise du volume des travaux sur les installations, aux capacités industrielles, ainsi qu'à la capacité des équipes sur le terrain à intégrer les différentes évolutions des installations, EDF a fait part à l'ASN en février 2017 de sa stratégie industrielle, qui consiste à déployer les modifications associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe en plusieurs phases.

Ainsi, EDF prévoit de déployer ces modifications sur chaque réacteur principalement en deux ou trois phases :

- une première phase ou « phase A » : les modifications correspondantes seront réalisées avant ou durant la visite décennale du réacteur, c'est-à-dire avant la remise du rapport de conclusion du réexamen. Cette phase regroupe la majorité des modifications ;
- une seconde phase ou « phase B » : les modifications correspondantes seront réalisées au plus tard cinq ans après la remise du rapport de conclusion du réexamen ;
- une phase complémentaire, six ans après la remise du rapport de conclusion du réexamen, uniquement pour les réacteurs réalisant leur réexamen avant fin 2021, afin de déployer certaines modifications complémentaires définies par EDF à l'issue de l'instruction. Ces modifications seront déployées lors des phases A ou B pour les autres réacteurs.

Les tableaux ci-après fournissent une liste des principales modifications associées au réexamen, selon quatre grandes familles :

- celles liées à l'étude des accidents sans fusion du cœur, afin de prévenir les accidents avec fusion du cœur ;
- celles liées à l'amélioration de la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible ;
- celles liées à l'amélioration de la robustesse des installations face aux agressions ;
- celles liées à la limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur.

Le quatrième réexamen est également l'occasion de finaliser la mise en œuvre du « noyau dur », défini après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima. Ce noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles robustes vise notamment, en cas de situation extrême, à prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression et à limiter les rejets radioactifs massifs (voir paragraphe 5.8).

Gestion des situations d'accident sans fusion du cœur

Objectif	<i>Principales modifications</i>
<p>Limitation des conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, y compris en cas d'agression, qui ne devraient dès lors plus nécessiter la mise en œuvre d'actions de protection des populations</p>	<p>Les études transmises par EDF prennent en compte en particulier :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'augmentation du débit des vannes de contournement de la turbine et de décharge à l'atmosphère (GCT-A) ; - la réalimentation de la bêche d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) par l'eau du circuit de lutte contre l'incendie ; - la diversification et le renforcement d'une voie du système d'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur aux exigences du « noyau dur » ; - l'installation d'un boremètre sur la ligne de décharge du système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire principal (RCV) ; - l'augmentation du volume minimal requis dans la bêche d'eau borée du circuit d'appoint REA ; - le remplacement des têtes des soupapes du pressuriseur du circuit primaire afin d'augmenter leur capacité de décharge à basse pression ; - le remplacement de l'alimentation électrique par le turbo-alternateur de secours par une alimentation par le diesel d'ultime secours ; - l'ajout d'une architecture électrique permettant la substitution du diesel d'ultime secours par le diesel d'ultime secours du réacteur voisin, en cas de besoin. <p>À l'issue de ses études et de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en œuvre des modifications complémentaires consistant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> - à augmenter la pression des accumulateurs de l'injection de sécurité des réacteurs utilisant la gestion de combustible « Parité MOX » ; - à abaisser la pression interne initiale des crayons de combustible des gestions « Parité MOX » et « Cyclades » ; - à ajouter des grappes d'arrêt pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey ; - à fiabiliser la fonction de recirculation de l'eau présente en fond de bâtiment du réacteur, notamment en modifiant certains calorifuges ; - à ajouter, dans le « noyau dur », une pompe permettant le secours de l'injection aux joints des motopompes du circuit primaire.

Piscine d'entreposage du combustible

<u>Objectifs</u>	<u>Principales modifications</u>
Amélioration des dispositions prévues pour gérer les situations accidentelles ou d'agression affectant la piscine d'entreposage	<p>Les études transmises par EDF prennent en compte en particulier :</p> <ul style="list-style-type: none">– la création d'un système de refroidissement mobile diversifié (PTR bis) ;– l'automatisation de la fermeture d'une vanne en cas d'atteinte d'un niveau d'eau « très bas » dans la piscine. <p>À l'issue de ses études et de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en œuvre des modifications complémentaires consistant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none">– en la redondance de l'isolement automatique de la ligne d'aspiration du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR).

Agressions

<u>Objectif</u>	<u>Principales modifications</u>
Amélioration de la prise en compte des agressions d'origine interne et externe sur les installation, en considérant des agressions plus sévères que celles retenues jusqu'alors et en postulant la défaillance d'un équipement	<p>Les études réalisées par EDF ont permis d'identifier des modifications à déployer, comme :</p> <ul style="list-style-type: none">– le rehaussement de certaines digues et talus de protection contre les inondations ;– l'amélioration de la ventilation des locaux électriques ;– la modification du circuit de commande des soupapes du pressuriseur du circuit primaire pour éviter leur ouverture en cas d'ordre intempestif provoqué par un incendie ;– la protection contre l'incendie de câbles commandant le basculement entre le transformateur de soutirage et le transformateur auxiliaire, ainsi que de câbles d'alimentation d'un coffret électrique permettant la conduite de l'installation en situation de perte totale des sources électriques ;– la modification du circuit de commande de la turbopompe de secours du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur afin d'éviter son déclenchement intempestif ;– la séparation par un écran résistant aux flammes des pompes redondantes du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR) ;– la mise en place d'un recombineur autocatalytique passif d'hydrogène dans les locaux des batteries. <p>À l'issue de ses études et de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en œuvre des modifications complémentaires consistant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none">– en la création de dispositifs d'alarme sur les portes coupe-feu.

Gestion des situations d'accidents avec fusion du cœur

<u>Objectifs</u>	<i>Principales modifications</i>
<p>Réduction du risque d'accident avec fusion du cœur et limitation des conséquences de ce type d'accident, en particulier par la limitation des situations qui nécessiteraient l'éventage de l'enceinte de confinement et par la réduction du risque de percée du fond de cette enceinte par le corium.</p>	<p>EDF a notamment prévu la mise en place :</p> <ul style="list-style-type: none">– d'un nouveau dispositif d'étalement du corium dans le fond du bâtiment du réacteur ;– d'un dispositif de noyage du corium étalé ;– du dispositif EASu permettant l'évacuation de la puissance du cœur accidenté sans qu'il soit nécessaire d'ouvrir le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement. <p>À l'issue de ses études et de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en œuvre des modifications complémentaires consistant notamment :</p> <ul style="list-style-type: none">– en la mise en place de paniers de tétraborate de soude dans les puisards du bâtiment réacteur ;– en la mise en œuvre d'une substitution du système EASu à moyen terme ;– en la mise en place d'instrumentations afin de permettre aux équipes de crise de gérer convenablement les accidents avec fusion du cœur– en la réinjection des effluents du bâtiment du combustible vers le bâtiment du réacteur ;– en des modifications pour prévenir et limiter la contamination des eaux souterraines.

5.2 RÉÉVALUATION DES RISQUES ASSOCIÉS AUX AGRESSIONS D'ORIGINES INTERNE ET EXTERNE DANS LA DÉMONSTRATION DE SÛRETÉ

La démarche générale de réexamen des risques associés aux agressions comprend la réévaluation des niveaux d'agressions à considérer compte tenu de l'expérience acquise et de l'évolution des connaissances ainsi que l'examen du caractère suffisant des dispositions de protection contre les agressions.

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, cette réévaluation prend aussi en compte les nouveaux niveaux de référence définis par l'association WENRA.

5.2.1 Réévaluation au regard des niveaux de référence définis par l'association WENRA

5.2.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

L'association WENRA a mis à jour en 2014 ses niveaux de référence applicables aux réacteurs en exploitation [47] et a notamment introduit un nouveau chapitre spécifique aux agressions d'origine naturelle. L'association WENRA a en particulier introduit, dans la démarche de prise en compte des agressions d'origine naturelle dans la démonstration de sûreté, les points suivants :

- la fréquence de dépassement de l'intensité des agressions d'origine naturelle à retenir pour dimensionner les protections doit être inférieure à 10^{-4} par an et par réacteur ;
- des agressions plus sévères que celles définies dans le dimensionnement doivent être considérées. L'exploitant doit vérifier l'absence d'effet falaise et identifier les moyens qui permettent d'assurer la disponibilité des fonctions de sûreté pour faire face à un tel niveau d'agression.

Concernant la démarche générale de prise en compte des agressions, l'ASN a formulé, lors de la phase d'orientation du quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe, ses attentes en demandant (demande SUR n° 22 [6]) :

- l'analyse du positionnement des niveaux d'aléas retenus dans le cadre de ce réexamen par rapport à la cible préconisée par les niveaux de référence de 2014 de l'association WENRA ;
- dans le cas où l'exploitant ne serait pas en mesure de justifier que la fréquence de dépassement de l'aléa retenu pour le dimensionnement respecte la cible préconisée par les niveaux de référence de 2014 de l'association WENRA, une justification de la capacité des installations à faire face à des aléas significativement supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement

Les niveaux de référence de l'association WENRA [47] précisent également que la démonstration de sûreté doit analyser les risques induits par les agressions d'origine interne et externe en retenant une démarche similaire à celle retenue pour les événements internes²⁷ pris en compte dans le domaine de conception. Ainsi, la défaillance d'un équipement, indépendante des conséquences de l'événement déclencheur et la plus défavorable pour la gestion de cet événement, doit être prise en considération en tant qu'aggravant dans les études d'agression.

Lors de la phase d'orientation du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a ainsi demandé à EDF (demande SUR n° 23 [6]) d'appliquer la préconisation de l'association WENRA concernant la prise en compte d'un aggravant dans les études d'agression. Par ailleurs, l'ASN a précisé ses attentes en ce qui concerne sa déclinaison pour les équipements passifs²⁸ (par exemple les portes

²⁷ Évènements causés par une défaillance d'un composant de l'installation ou une erreur humaine.

²⁸ Un système ou un équipement de sûreté passif est caractérisé essentiellement par :

- le recours à des phénomènes naturels (gravité, différence de pression...) pour assurer son fonctionnement ;
- l'absence de fonctions supports nécessaires à son fonctionnement ;
- l'absence de nécessité d'une intervention humaine pour son activation et son fonctionnement pendant la durée de sa mission ;
- une limitation du recours à des composants actifs pour activer son fonctionnement.

coupe-feu, les trémies) en indiquant que la défaillance d'un équipement ne peut être exclue que s'il présente un haut niveau de fiabilité et qu'elle doit être considérée systématiquement si elle représente le cas le plus pénalisant dans une étude de sûreté, sauf à justifier que les composants sont conçus, fabriqués, exploités et entretenus conformément à un niveau de qualité élevé et qu'ils ne sont pas affectés par l'agression étudiée.

5.2.1.2 Synthèse des études réalisées

Aléas considérés

EDF a défini un aléa dit « WENRA 2014 » et a positionné les niveaux d'aléas retenus pour le quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe par rapport à celui-ci. Elle a étudié, pour certaines agressions, la capacité des installations à faire face à des niveaux d'agressions significativement supérieurs aux aléas retenus pour le dimensionnement quand ceux-ci sont inférieurs à l'aléa « WENRA 2014 ».

Ces éléments sont présentés dans les paragraphes associés à chaque agression.

Prise en compte d'un aggravant

La méthode retenue par EDF pour la prise en compte d'un aggravant dans les études d'agression considère deux types d'équipement : les équipements actifs (à savoir les équipements devant changer d'état pour assurer leur fonction de protection) et les équipements passifs.

Les équipements actifs nécessaires à la maîtrise des risques liés à une agression sont appelés par EDF « équipements de disposition agression » (EDA). La méthodologie d'EDF suppose que la défaillance de l'équipement survient à sa première sollicitation en situation d'agression. Toutefois, EDF exclut la défaillance de certains équipements actifs, comme par exemple les équipements mis en œuvre de façon anticipée pour les agressions prédictibles (canicule, grands froids, etc.).

Dans les études d'agression réalisées pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a identifié les équipements passifs dont la défaillance en cas de d'incendie, d'explosion ou d'inondation d'origine interne conduirait à des conséquences notables sur l'installation. Elle a prévu des dispositions particulières afin de rendre ces équipements passifs hautement fiables.

5.2.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

La position de l'ASN sur les niveaux d'aléas retenus par EDF est présentée dans les paragraphes dédiés à chaque agression.

Pour les aggravants, l'ASN considère que la prise en compte par EDF d'une défaillance postulée d'un équipement actif dans ses études relatives aux agressions d'origine interne (incendie, explosion, chute de charge et collision, inondation d'origine interne) et externe (inondation d'origine externe, grand chaud, grand froid, agression de la source froide) permet d'accroître leur robustesse et améliore donc la démonstration de sûreté des installations. Il s'agit d'une amélioration notable par rapport aux précédents réexamens périodiques. L'exclusion de la défaillance de certains équipements actifs est acceptable dans le cadre d'un premier exercice de prise en compte d'un aggravant.

En ce qui concerne la démarche retenue par EDF pour les équipements passifs, les dispositions mises en œuvre pour fiabiliser certains équipements (portes coupe-feu, siphons de sol...) constituent également une amélioration significative pour la sûreté. La prise en compte d'une telle défaillance concerne uniquement les études effectuées par EDF pour les incendies, les explosions et les inondations d'origine interne, qui sont détaillées dans les paragraphes dédiés. L'ASN souligne qu'EDF devra réaliser les études sur lesquelles elle s'est engagée au cours de l'instruction en ce qui concerne la prise en compte de la défaillance des équipements passifs, notamment pour les autres agressions.

5.2.2 Sensibilité des études relatives aux agressions aux délais avant la première intervention des opérateurs

Le délai avant la première intervention des opérateurs constitue une hypothèse conventionnelle des études des conditions de fonctionnement de dimensionnement des réacteurs. Pour les réacteurs d'EDF actuellement en exploitation, le délai d'intervention est de 20 minutes si la première action est à réaliser dans la salle de commande, et de 25 à 35 minutes si cette action est à réaliser au niveau du matériel concerné. Pour le réacteur EPR de Flamanville, ces délais sont respectivement de 30 minutes et d'une heure.

Dans le cadre de ce réexamen, EDF a examiné la sensibilité des études d'agression des réacteurs de 900 MWe aux délais avant la première intervention des opérateurs retenus dans les études du réacteur EPR de Flamanville. En pratique, ces études de sensibilité ont été menées pour les incendies et les inondations d'origine interne ; ces études sont présentées dans les paragraphes relatifs à ces agressions.

Pour les autres agressions, soit aucune action particulière n'est requise de la part des opérateurs, soit les actions peuvent être anticipées (agressions prédictibles), soit les délais disponibles pour les réaliser sont importants.

5.2.3 Prise en compte de l'évolution des connaissances pour les agressions climatiques

La veille climatique exercée par EDF consiste à évaluer les évolutions possibles des aléas résultant du changement climatique et à s'assurer que ces évolutions ne sont pas de nature à remettre en cause le dimensionnement des installations vis-à-vis des aléas climatiques.

5.2.3.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé, lors de la phase d'orientation du réexamen [6], qu'EDF actualise les niveaux des aléas climatiques en se fondant sur l'état des connaissances scientifiques le plus récent.

5.2.3.2 Synthèse des études réalisées

En réponse à la demande de l'ASN, EDF a transmis une démarche de prise en compte de l'évolution climatique pour les agressions naturelles.

EDF a défini deux sous-objectifs à sa démarche de veille climatique :

- l'identification des aléas climatiques dont l'évolution est plausible ou certaine, ce qui pourrait conduire à réévaluer les valeurs du référentiel ;
- la surveillance de l'atteinte de critères déclenchant une analyse approfondie (notion d'événement climatique majeur), afin de garantir la robustesse des valeurs du référentiel entre deux réexamens.

EDF a classé les différentes agressions naturelles en fonction du degré de certitude des évolutions des aléas et du caractère conservatif des niveaux actuels retenus :

- les aléas dont l'évolution est certaine et pour lesquels il est possible de faire des projections : les températures chaudes de l'air et de l'eau et le niveau marin ;
- les aléas dont l'évolution est possible, mais dont la projection est incertaine : l'étiage ;
- les aléas pour lesquels aucune tendance d'évolution n'est identifiée sur le territoire métropolitain : les fortes pluies, les débits exceptionnels des fleuves, le vent et les tornades (les tempêtes de façon générale) ;
- les aléas dont l'évolution identifiée rend la situation actuelle conservative : les températures froides de l'eau et de l'air, le frasil et la neige.

En fonction du classement de l'agression, EDF met en œuvre une veille climatique adaptée. Celle-ci consiste principalement en la collecte de données sur les aléas, puis en la validation des projections utilisées.

La démarche de veille climatique est réalisée par EDF avec la même périodicité que la publication des rapports du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

EDF a décliné sa démarche pour :

- les grands chauds : elle a réévalué les « températures de longue durée » et des « températures exceptionnelles » (voir paragraphe 5.2.5). EDF définit l'atteinte de la température exceptionnelle comme un « événement climatique majeur » ;
- le niveau marin : elle a réévalué le niveau marin en tenant compte du guide n° 13 de l'ASN [85] et en ajoutant une marge de façon à couvrir son évolution jusqu'au prochain réexamen périodique. EDF définit la surcote millénale comme un « événement climatique majeur » ;
- l'étiage : en l'absence de consensus sur la modélisation de ce phénomène, EDF a proposé une méthode pour caractériser les débits et les niveaux d'eau associés.

5.2.3.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que l'état des connaissances sur lequel se fonde la démarche de veille climatique mise en œuvre par EDF pour le quatrième réexamen périodique est satisfaisant.

Cependant, l'ASN constate que les « événements climatiques majeurs » déclenchant des analyses spécifiques n'ont pas été définis pour certains aléas, notamment pour les agressions relatives aux inondations externes causées par la pluie, au vent, aux tornades, aux grands froids et à la neige. L'ASN considère qu'EDF doit définir de tels événements pour l'ensemble des agressions. De façon plus générale, les critères associés aux « événements climatiques majeurs » doivent correspondre à un record régional ou à un événement de période de retour estimée centennale. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

L'ASN considère que la démarche de réévaluation d'EDF des températures de « longue durée » et des « températures exceptionnelles » est conforme à sa demande SUR n° 24 [6]. Toutefois, l'instruction a montré qu'EDF se fonde sur des méthodes statistiques afin de réaliser ses extrapolations de tendance climatique, sans tenir compte des résultats des modèles climatiques existants. Par conséquent, l'ASN demande qu'EDF compare les températures de l'air évaluées à partir des modèles statistiques et les températures évaluées par d'autres modèles climatiques, lors de la prochaine mise à jour de la veille climatique. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Pour l'étiage, la méthode utilisée par EDF se fonde sur une estimation des débits des cours d'eau en régime stationnaire, sans prise en compte de l'évolution dans le temps. L'ASN considère qu'EDF doit fournir, à la prochaine mise à jour de la veille climatique, une évaluation quantifiée des effets possibles de l'évolution climatique, notamment concernant le risque de perte de la source froide en situation d'étiage. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

5.2.4 Risques liés au séisme

La caractérisation de l'aléa sismique auquel chaque installation nucléaire de base doit pouvoir faire face est fondée sur une approche déterministe, détaillée dans la règle fondamentale de sûreté (RFS) n° 2001-01 du 31 mai 2001 [83]. Cette règle est complétée par le guide 2/01 de l'ASN [84], qui définit les dispositions de conception parasismique des ouvrages de génie civil.

La méthode de caractérisation de l'aléa consiste à :

- déterminer d'abord le « séisme maximal historiquement vraisemblable » (SMHV), qui correspond à une période de retour d'environ 1 000 ans. Ce niveau de séisme peut être considéré comme le plus intense « de mémoire d'homme » recensé dans la région considérée ;
- définir ensuite le « séisme majoré de sécurité » (SMS), qui correspond à une augmentation de la magnitude du SMHV de 0,5. De plus, le SMS est placé forfaitairement, dans la zone sismotectonique à laquelle il appartient, au plus près du site nucléaire.

Le SMS est donc majoré par rapport au séisme historique recensé dans la région considérée : il est plus sévère et il est placé au plus près du site nucléaire. Pour certains sites, la prise en compte des données de paléosismicité peut conduire à compléter les mouvements associés au SMS.

Après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi (détaillé au paragraphe 5.8), l'ASN a par ailleurs demandé à EDF de vérifier la robustesse de ses centrales nucléaires à un niveau de séisme encore plus important, le « séisme noyau dur » (SND), pour lequel les principales fonctions de sûreté doivent pouvoir être assurées.

5.2.4.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Les travaux relatifs aux risques liés au séisme, effectués dans le cadre du quatrième réexamen périodique, comportent deux volets :

- la vérification de la capacité de l'installation à faire face au SMS retenu dans la démonstration de sûreté ; cette vérification intègre :
 - la réévaluation du SMS pour l'ensemble des sites afin de prendre en compte l'évolution des connaissances géologiques et sismologiques à considérer conformément à la règle fondamentale de sûreté [83],
 - la vérification, lorsque les mouvements sismiques associés au SMS réévalué sont supérieurs à ceux considérés lors du précédent réexamen périodique et au séisme de dimensionnement²⁹, du respect des exigences de comportement (stabilité, résistance...) attribuées aux matériels et aux ouvrages de génie civil ;
 - les enseignements du séisme de Kashiwazaki-Kariwa (Japon) survenu en 2007, afin de vérifier la robustesse des réacteurs de 900 MWe aux effets induits par un séisme, conformément aux demandes de l'ASN [6] ;
- la vérification de la capacité du « noyau dur » à assurer ses fonctions en cas de séisme extrême, défini à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. À cette fin :
 - un « séisme noyau dur » (SND) est défini. Il est associé à un spectre de réponse sismique qui doit [5] être enveloppe du SMS du site majoré de 50 % et des spectres de site définis de manière probabiliste avec une période de retour de 20 000 ans et prendre en compte les effets de site particuliers³⁰ et notamment la nature des sols,
 - la capacité des systèmes, structures et composants des matériels (SSC) existants appartenant au « noyau dur », à assurer leurs fonctions en cas de SND, ainsi que le dimensionnement au SND des équipements nouveaux, sont vérifiés,
 - l'absence d'agression des SSC appartenant au « noyau dur » par les autres SSC est vérifiée.

²⁹ Les installations ont été conçues en retenant pour les SSC de l'îlot nucléaire un séisme de dimensionnement (dit « SDD ») applicable à l'ensemble des réacteurs d'un même type. Pour chaque installation, le SDD était supérieur au SMS en vigueur au moment de sa construction.

³⁰ De façon générale, des effets d'amplification du mouvement sismique peuvent être observés pour certains sites situés sur de fortes épaisseurs de sédiments ou ceux situés sur une « cuvette sédimentaire ».

5.2.4.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

5.2.4.2.1 Réévaluation des études relatives au SMS

Réévaluation des spectres sismiques de réponse

EDF a tenu compte, pour la réévaluation des aléas sismiques, de la mise à jour du zonage sismotectonique et de l'actualisation des connaissances liées aux séismes de référence. EDF fonde son analyse sur la base de données SisFrance élaborée en partenariat avec le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) et l'IRSN.

EDF a présenté les caractéristiques des SMS retenus et les spectres sismiques associés pour les huit sites des réacteurs de 900 MWe, à savoir Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Saint-Laurent-des-Eaux et Tricastin.

L'approche retenue par EDF est identique à celle retenue lors des réexamens précédents. Cependant, les méthodes employées pour l'estimation des magnitudes et des profondeurs des séismes historiques ont été actualisées afin de prendre en compte une demande de l'ASN relative aux lois utilisées pour définir la magnitude et la profondeur des séismes en fonction de leur intensité [57]. En conséquence, EDF a proposé trois lois régionales calibrées en fonction de l'ensemble des séismes répertoriés en France.

Au final, par rapport aux SMS retenus pour le troisième réexamen, les spectres sismiques ont évolué :

- à la hausse, pour les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Gravelines ;
- à la baisse, pour les sites de Cruas, Dampierre-en-Burly, Tricastin ;
- à la baisse aux basses fréquences et à la hausse aux hautes fréquences pour le site de Saint-Laurent-des-Eaux.

À la suite du séisme du Teil survenu le 11 novembre 2019 à proximité des centrales nucléaires de Cruas et du Tricastin, l'ASN a demandé à EDF [44] de déterminer si cet événement serait susceptible de conduire à une réévaluation du niveau des aléas sismiques retenus pour la démonstration de sûreté. En réponse, EDF considère que :

- le séisme du Teil est sans impact sur la définition du SMS du site du Tricastin ;
- le SMS du site de Cruas est susceptible d'être réévalué. Cette réévaluation nécessite des investigations de terrain complémentaires et devrait être achevée pour 2022. Dans l'attente des résultats de ces investigations, EDF propose un nouveau spectre de dimensionnement temporaire. Ce spectre sera utilisé afin de lancer les études de réévaluation sismique associées au quatrième réexamen périodique de ce site.

Les effets de site particuliers

L'ASN a demandé à EDF [59] de prendre en compte les effets de site particuliers concernant les sites du Blayais, de Golfech, de Gravelines et du Tricastin.

En réponse et dans le cadre de l'amélioration de la caractérisation des effets de site, EDF s'est engagée à instrumenter ses sites et a transmis en février 2020, pour le site du Tricastin, une première étude. Cette dernière conclut à une absence d'effets de site pour le site du Tricastin, situé en bordure orientale du bassin messinien. EDF considère toutefois un possible effet de site au centre du bassin, où la profondeur de sédiment est plus importante.

Tenue des systèmes, structures et composants au SMS

EDF utilise dans le cadre de ce réexamen une démarche de réévaluation sismique des matériels dite « DERESMA », déjà utilisée dans le cadre du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe. Cette démarche vise à classer les matériels selon deux niveaux, « élevé » ou « modéré » en fonction des exigences sismiques retenues lors de leur conception et de leur rôle pour le repli et le maintien à l'état sûr du réacteur après un séisme. La démarche conduit à réaliser une réévaluation sismique reposant principalement :

- pour les matériels classés au niveau « élevé », sur une analyse des marges existantes ou des calculs de résistance au séisme ;
- pour les matériels classés au niveau « modéré », sur des inspections de l'implantation et de l'état des matériels.

Dans son courrier du 20 janvier 2015 [60], l'ASN a formulé, au sujet de cette démarche, des demandes portant sur :

- une meilleure prise en compte des matériels assurant la fonction de confinement en leur accordant un classement au niveau « élevé » dans la hiérarchisation des matériels à étudier ;
- l'utilisation d'une méthode déterministe conventionnelle faisant appel aux critères (coefficients et taux d'amortissement) utilisés lors de la conception des matériels ;
- la mise en œuvre de la procédure d'inspection de l'implantation et de l'état des matériels, afin que soient détaillées toutes les étapes de la justification de la capacité sismique des matériels et que soit justifiée l'acceptabilité des évolutions retenues par rapport à la méthode développée par le SQUG (Seismic Qualification Utility Group) et l'EPRI (Electric Power Research Institute).

Dans son courrier du 20 avril 2016 sur les orientations du quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe [6], l'ASN a rappelé à EDF qu'elle devait prendre en compte ses demandes formulées dans le cadre du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe sur la démarche DERESMA avant de l'appliquer aux matériels des réacteurs de 900 MWe. EDF a ainsi mis à jour sa démarche.

Pour ce qui concerne les structures de génie civil, EDF a également rédigé, dans le cadre du réexamen, un guide méthodologique pour la vérification sismique du génie civil des bâtiments qui jouent un rôle pour la sûreté.

Enfin, en réponse au courrier de l'ASN [39], EDF a réalisé une analyse des situations d'agression, en cas de SMS, d'un bâtiment qui joue un rôle pour la sûreté par un bâtiment non dimensionné au séisme.

Prise en compte du retour d'expérience du séisme de Kashiwazaki-Kariwa

Le 16 juillet 2007, un séisme de magnitude 6,6 sur l'échelle de Richter s'est produit au Japon à proximité de la centrale nucléaire de Kashiwazaki-Kariwa. Lors de ce séisme, les dispositions parasismiques visant à garantir un arrêt sûr des réacteurs ont correctement joué leur rôle. Toutefois, ce séisme a occasionné un nombre important d'anomalies (de l'ordre d'une soixantaine), notamment :

- un incendie au niveau d'un transformateur auxiliaire. Le séisme a conduit à un sectionnement des câbles électriques provoquant un court-circuit dont les étincelles ont enflammé l'huile du transformateur. Cet incendie, externe aux bâtiments, n'a pas eu de conséquence directe sur la sûreté de l'installation ;
- un débordement de la piscine d'entreposage du combustible du réacteur n° 6, avec une hauteur de vague évaluée à un mètre. L'eau qui a débordé a atteint une traversée de câbles, puis a cheminé via différentes casemates et canalisations jusqu'à être rejetée en mer ;
- la rupture d'une partie des ancrages d'un réservoir d'eau d'une capacité de 900 m³.

À la demande de l'ASN [24], EDF a défini un plan d'action visant à prendre en compte les enseignements de ce séisme.

Dans ce cadre, EDF a prévu de renforcer les contrôles ou de définir de nouveaux contrôles des ancrages de certains réservoirs. De plus, EDF a réalisé des études et a conclu à l'absence de conséquences pour la sûreté nucléaire :

- des chargements induits en cas de séisme par l'eau présente dans les piscines sur les portes et batardeaux du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible ainsi que sur les éléments constitutifs de la machine de chargement du combustible ;
- de débordements associés à des vagues induites dans la piscine d'entreposage du combustible ;
- d'un incendie de transformateur de taille significative.

5.2.4.2.2 « Séisme noyau dur »

Spectre « noyau dur »

Le spectre sismique dit « séisme noyau dur » (SND) est, conformément aux décisions de l'ASN [5], l'enveloppe d'un spectre correspondant au SMS majoré de 50 % et d'un spectre probabiliste.

L'évaluation probabiliste de l'aléa sismique repose sur une démarche qui consiste à évaluer la probabilité de dépasser une accélération donnée en un lieu déterminé. Conformément aux décisions de l'ASN [5], EDF a défini pour chacun de ses sites un spectre de réponse sismique associé à une période de retour de 20 000 ans. L'étude d'EDF prévoyait initialement l'utilisation d'un « filtrage CAV » (Cumulative Absolute Velocity) des spectres afin de ne retenir que les mouvements sismiques potentiellement endommageant pour les ouvrages des sites nucléaires. À la suite d'une demande de l'ASN, EDF a finalement renoncé à l'utilisation de ce filtrage.

Tenue des systèmes, structures et composants au SND

EDF a développé des guides méthodologiques pour vérifier la tenue des SSC existants du « noyau dur », conformément à la prescription [ECS-ND9] des décisions de l'ASN [5]. Ces guides traitent de la capacité sismique des structures de génie civil et des matériels tels que les réservoirs, la robinetterie, les matériels électriques, les tuyauteries, les engins de manutention ou les gaines de ventilation.

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF prévoit, si besoin, de réaliser des renforcements de certains matériels au SND. À titre d'exemple, EDF prévoit le renforcement des ponts polaires, ainsi que le renforcement de l'intégralité du réseau d'extraction de certains systèmes de ventilation des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

5.2.4.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN a procédé à l'examen de l'aléa sismique pour les différents sites et des guides proposés par EDF pour justifier la résistance des systèmes, structures et composants au SND. Les effets des séismes sur chacune des installations feront l'objet d'une instruction dans le cadre du réexamen de chaque réacteur.

5.2.4.3.1 Réévaluation des risques sismiques (SMS)

Après l'instruction du dossier d'EDF, l'ASN a considéré en 2016 [59] que les SMS réévalués par EDF étaient acceptables, pour les sites :

- de Bugey, Cruas, Dampierre-en-Burly et Saint-Laurent-des-Eaux ;
- de Blayais, Gravelines et Tricastin, sous réserve de la prise en compte des effets de site particuliers.

Des demandes ont été formulées quant à la réévaluation du SMS du site de Chinon.

Par ailleurs, EDF n'a pas transmis d'éléments en réponse à la demande que l'ASN a formulée lors des orientations du réexamen (demande SUR n° 22 de [6]) sur la justification de l'atteinte de la cible probabiliste définie par l'association WENRA (fréquence cible de dépassement inférieure à 10^{-4} par an et par réacteur). Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Cas du SMS du site de Chinon

EDF a retenu les séismes de Lanvaux (1930) et de Langeais (1706) comme séismes historiques de référence pour le site de Chinon.

EDF a aussi analysé le séisme de Sainte-Maure de 1657 mais en retenant une intensité moindre que celle indiquée dans la base de données SisFrance. Aussi, l'ASN a demandé à EDF de revoir son choix des séismes de référence pour déterminer le SMS du site de Chinon et de tenir compte des intensités macrosismiques identifiées dans la base de données SisFrance. EDF a transmis en 2020 une réévaluation du SMS de Chinon fondée sur les valeurs de la base de données SisFrance. Suite à l'instruction, EDF s'est engagée à modifier les accélérations considérées à basses fréquences, ce qui est satisfaisant. L'ASN considère que ce spectre doit être considéré comme le SMS du site de Chinon.

Évolutions liées au séisme du Teil du 11 novembre 2019

La réévaluation des spectres sismiques des centrales nucléaires de Cruas et du Tricastin à la suite du séisme du Teil fera l'objet d'une prise de position ultérieure de l'ASN.

Effets de site particuliers

L'ASN a demandé [59] à EDF de mieux caractériser les effets de site particuliers, en amont du quatrième réexamen périodique des réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, de Golfech, de Gravelines et du Tricastin.

L'analyse d'EDF relative aux effets de site pour la centrale nucléaire du Tricastin transmise en février 2020 sera examinée dans le cadre de l'instruction des éléments transmis par EDF à la suite du séisme du Teil. EDF devra compléter son analyse en tenant compte de l'ensemble des enseignements du séisme du Teil.

Tenue des structures et composants au SMS

L'instruction de la démarche d'EDF de réévaluation sismique des matériels (DERESMA) a été menée par l'ASN dans le cadre du troisième réexamen des réacteurs de 1300 MWe. L'ASN souligne les améliorations apportées à cette démarche pour le quatrième réexamen périodique par EDF et considère cette démarche acceptable.

Cependant, l'ASN relève que, si la démarche DERESMA attribue un niveau « élevé » à la fonction de confinement des substances radioactives, elle ne détaille toutefois pas la liste des matériels concernés comme l'ASN l'avait demandé dans son courrier [60]. L'ASN souligne que :

- le système de ventilation et conditionnement d'air du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde (DVS) assure le confinement dynamique des locaux des équipements du système d'injection de sécurité ;
- le système de ventilation et conditionnement d'air du bâtiment du combustible (DVK) participe au confinement dynamique interne de ce bâtiment en fonctionnement normal et en situation accidentelle.

Ces systèmes contribuent à la fonction de sûreté de confinement et doivent donc être classés au niveau « élevé ». Ils devront faire l'objet d'une réévaluation sismique reposant sur une analyse des marges sismiques ou des calculs de résistance au séisme. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Les guides relatifs à la tenue des structures de génie civil au SMS et à l'analyse des situations d'agression d'un bâtiment qui joue un rôle pour la sûreté par un bâtiment non dimensionné au séisme n'ont pas été instruits dans le cadre de la phase générique du réexamen. Ces sujets feront l'objet d'une instruction ultérieure.

Prise en compte des enseignements du séisme de Kashiwazaki-Kariwa

L'ASN considère que le traitement des enseignements du séisme de Kashiwazaki-Kariwa est satisfaisant sur l'ensemble des sujets, à l'exception des situations d'incendie de transformateur à la suite d'un séisme.

Concernant l'évaluation des conséquences de l'incendie d'un transformateur initié par un séisme, des compléments restent attendus. En particulier, EDF s'est engagée à :

- compléter la liste des éléments importants pour la protection des intérêts pouvant être endommagés par ce type d'événement et analyser leur vulnérabilité ;
- évaluer les conséquences pour la sûreté de la pénétration des fumées d'incendie à travers les entrées d'air neuf des locaux du circuit d'eau brute secourue et du circuit d'alimentation en eau du réseau incendie de la station de pompage du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Tricastin³¹ ;
- identifier les systèmes de ventilation de l'îlot nucléaire susceptibles d'être exposés aux fumées d'incendie et déterminer les éventuelles dispositions d'exploitation à mettre en œuvre afin d'assurer la disponibilité des fonctions de sûreté requises pendant la durée de l'incendie.

Enfin, l'ASN considère que l'efficacité des dispositions mises en place par EDF pour maîtriser les potentiels écoulements d'huile issue des transformateurs, permettant d'éviter de propager un incendie, doit être évaluée. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

5.2.4.3.2 « Séisme noyau dur »

Spectres « noyau dur »

EDF a conduit une évaluation probabiliste détaillée, réalisée dans des délais courts imposés par le calendrier de mise en place du « noyau dur ». L'ASN constate le travail très important réalisé par EDF pour établir les spectres probabilistes de l'ensemble de ses sites.

En 2016, le groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires a « constaté que certaines hypothèses retenues par EDF ne font pas l'objet de consensus alors qu'elles ont une influence significative sur le calcul de l'aléa [...]. En prenant d'autres hypothèses qu'il estime plus adaptées, l'IRSN a réalisé ses propres calculs et proposé ses propres spectres. Dans un certain nombre de cas, les spectres probabilistes proposés par EDF sans filtrage par le paramètre CAV d'une part et par l'IRSN d'autre part sont très voisins. Le Groupe permanent estime qu'il est alors opportun de retenir cette estimation commune pour composante probabiliste du spectre représentant l'agression extrême « noyau dur ». Dans le cas contraire, le Groupe permanent ne s'estime pas en mesure de trancher entre les deux approches, et donc entre les deux résultats » [70].

À la suite de l'avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, l'ASN a considéré [59] que les spectres probabilistes de période de retour 20 000 ans déterminés par EDF pour la définition du SND (sans utiliser un « filtrage CAV ») sont acceptables pour les sites de Dampierre-en-Burly, de Gravelines et de Saint-Laurent-des-Eaux.

En revanche, les spectres probabilistes n'ont pas été jugés acceptables pour les sites du Blayais, du Bugey, de Cruas, du Tricastin et de Chinon.

EDF a proposé, pour ces sites, une nouvelle démarche de vérification du « noyau dur », qui consiste à ne plus considérer de manière brute le spectre « noyau dur », mais à en extraire deux « scénarios sismiques » plus réalistes. L'ASN considère que cette approche, dite « approche par scénarios », est de nature à susciter de nombreuses questions sur le choix des scénarios retenus, qui ne permettraient pas de conclure pour ce réexamen.

³¹ La configuration associée à ce réacteur est particulière : la station de pompage est située à proximité d'un transformateur et sa façade, qui est potentiellement exposée aux effets du feu, est munie d'entrées d'air.

Pour les sites du Bugey, de Cruas et du Tricastin, l'ASN a donc demandé à EDF, dans un premier temps, de préciser quelles seraient les vulnérabilités qui seraient observées sur ces centrales en cas de survenue d'un « séisme noyau dur » tel que défini par EDF en 2014, sans retenir d'approche par scénario et, dans un second temps, d'indiquer quelles seraient les possibilités de renforcements qui permettraient de repousser d'éventuels effets falaise à des niveaux de séisme plus élevés. EDF a transmis en mai 2020 les conclusions d'une première analyse sur ces sites :

- sur le site du Tricastin, EDF indique que la tenue des SSC devrait être acquise pour des niveaux de séisme plus élevés après la réalisation de certaines études complémentaires, voire après certains renforcements, à l'exception de la tenue du bâtiment de la salle des machines. Ce bâtiment est susceptible d'agresser des bâtiments importants pour la sûreté ;
- sur le site du Bugey, EDF indique que la tenue des SSC devrait être acquise pour des niveaux de séisme plus élevés après certains compléments d'étude, voire après certains renforcements ; en particulier, EDF a identifié certains risques d'entrechoquements localisés entre bâtiments, pour lesquels des justifications doivent être apportées ;
- sur le site de Cruas, les études de vérification sont moins avancées, mais les conclusions préliminaires d'EDF sont similaires à celles obtenues pour le site du Tricastin.

L'ASN considère que cette approche, qui consiste à vérifier la tenue au SND tel que défini par EDF en 2014 et à identifier les possibilités de renforcement afin de repousser les effets falaise à des niveaux de séisme plus élevés pour tenir compte des incertitudes sur la détermination de l'aléa extrême et les éventuels effets de site particuliers, nécessite d'être confortée pour les sites du Tricastin, du Bugey et de Cruas, et d'être étendue aux sites du Blayais et de Chinon.

Ce point fait l'objet de la prescription [AGR-F] de l'ASN [48].

Guides méthodologiques de vérification de la tenue au SND des structures, systèmes et composants (SSC) existants du « noyau dur »

Pour la démonstration de la capacité des SSC à assurer leurs missions en cas de SND, EDF a transmis des guides méthodologiques.

D'une manière générale, l'ASN considère satisfaisante, sur le principe, l'approche graduée utilisée par EDF dans ces guides méthodologiques. Il convient toutefois de s'assurer au préalable de la conformité des SSC à leur référentiel. Ainsi, les contrôles systématiques et exhaustifs réalisés périodiquement *in situ* sur les matériels, leur support et leurs ancrages sont essentiels pour contribuer à démontrer cette conformité.

L'examen de ces guides méthodologiques par l'ASN a soulevé toutefois des questions portant sur la pertinence et le caractère suffisant des méthodes de justification retenues. Celles-ci ne permettent pas toujours d'identifier d'éventuelles fragilités des structures et matériels pour lesquelles un renforcement simple ou une justification limitée pourraient être apportés.

Les conditions d'application de ces guides nécessitent d'être précisées. Dans le cas des enceintes de confinement et des piscines, elles doivent notamment tenir compte des exigences associées aux fonctions de rétention ou de confinement.

Les hypothèses retenues dans ces guides nécessitent également des compléments de démonstration, notamment concernant l'évaluation du comportement des ancrages et des équipements de manutention.

L'instruction de ces points, qui est en cours de finalisation, est susceptible de donner lieu à des demandes de l'ASN.

5.2.5 Risques liés à des températures élevées

L'augmentation des températures, lors d'un épisode caniculaire, peut avoir des conséquences sur la sûreté nucléaire. En effet, une centrale nucléaire doit maintenir dans ses locaux une température ambiante compatible avec le fonctionnement des équipements nécessaires pour assurer les trois fonctions de sûreté. En cas de dépassement de certains seuils de température, une éventuelle dégradation de ces équipements est susceptible de les conduire à ne plus assurer leur fonction de sûreté ou à l'assurer de façon dégradée. Par exemple, l'atteinte de températures trop élevées dans les locaux peut conduire à la défaillance de certaines pompes assurant une fonction de refroidissement du combustible.

À la suite des épisodes caniculaires de 2003 et de 2006, EDF a défini de nouvelles règles à appliquer, regroupées dans un référentiel, dit référentiel « grands chauds ». Il a conduit à la révision des études de sûreté en considérant notamment comme hypothèses des températures plus élevées. Le référentiel « grands chauds » considère deux types de situations de dimensionnement :

- une situation dite « de redimensionnement » pour laquelle les températures de « redimensionnement » sont appliquées de façon permanente sur l'installation ;
- une situation d'« agression canicule » consistant à étudier l'effet de températures plus élevées que les « températures de redimensionnement » mais d'une durée plus courte pour tenir compte d'éventuelles vagues de chaleur.

La prise en compte du retour d'expérience des épisodes caniculaires de 2003 et 2006 a également conduit EDF à créer des procédures de conduite opérationnelles dites « règles particulières de conduite » (RPC) permettant d'initier de façon anticipée des actions permettant de limiter les risques associés aux températures élevées ou les effets d'un évènement caniculaire (tels que des délestages électriques³² ou la mise en place de climatiseurs mobiles).

L'instruction du référentiel « grands chauds » s'est déroulée entre 2006 et 2013 avec une prise de position de l'ASN en 2013 [61].

La déclinaison de ce référentiel a conduit EDF à identifier un grand nombre de modifications nécessaires : remplacement de certains groupes frigorifiques, amélioration du conditionnement thermique de certains locaux présentant des marges insuffisantes, protection de certains matériels situés à l'extérieur, etc. Leur mise en œuvre a fait l'objet d'autorisations de l'ASN.

5.2.5.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'objectif est de réévaluer les températures à considérer dans la démonstration de sûreté, d'étudier les conséquences de ces températures sur l'installation et de définir et intégrer les éventuelles modifications nécessaires. De plus pour répondre aux demandes de l'ASN [6], ces températures réévaluées doivent être positionnées par rapport à l'aléa « WENRA 2014 » (voir paragraphe 5.2.1). Si celles-ci ne respectent pas l'aléa « WENRA 2014 », EDF doit étudier la capacité des installations à faire face à des températures significativement supérieures à celles du dimensionnement.

5.2.5.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

EDF a réexaminé les exigences de protection vis-à-vis des grands chauds en intégrant les derniers éléments de veille climatique et les enseignements des instructions précédentes. EDF a réalisé de nouvelles études thermiques pour les îlots conventionnels et nucléaires des centrales de 900 MWe, en prenant en compte les demandes de l'ASN formulées en 2013 sur la méthodologie et les études.

³² Arrêt d'équipements effectué volontairement en cas de température élevée afin d'éviter la saturation de l'alimentation électrique fournie par les groupes électrogènes de secours à moteur diesel.

Dans ce cadre, EDF a réévalué les températures à retenir pour les situations de redimensionnement et de canicule associées à son référentiel. EDF a également défini une température allant significativement au-delà des températures de canicule retenues dans son référentiel, en retenant une cible de période de retour décennale.

La démarche d'EDF vise à vérifier que les températures atteintes dans les locaux sont compatibles avec la température garantissant la disponibilité des matériels classés de sûreté s'y trouvant. Les températures atteintes dans les locaux sont évaluées par un logiciel (ThBat) pour des températures extérieures correspondant aux deux situations du référentiel (« température de redimensionnement » et canicule).

Les études montrent que les températures calculées dépassent les températures admissibles pour 1 100 matériels sur les 10 000 analysés pour les réacteurs de type CPY et pour 200 matériels sur les 9 000 matériels analysés pour la centrale nucléaire du Bugey.

EDF distingue deux définitions de températures admissibles des matériels :

- la Tr est « la température acceptable par le matériel pour un fonctionnement limité à quelques centaines d'heures par an, et ce, chaque année jusqu'à la fin de vie des réacteurs concernés » ;
- la Td est « la température maximale acceptable par le matériel en régime permanent, tout au long de sa durée de vie. Le régime permanent correspond au fonctionnement normal du matériel »³³.

Si la perte de ces matériels en situation de températures élevées ne remet pas en cause l'atteinte d'un état sûr, ces matériels sont considérés par EDF comme dédouanés. Pour les autres matériels, EDF prévoit des modifications matérielles, ainsi que d'exploitation (mesures de suivi et de maintenance des systèmes). En particulier, EDF a prévu :

- l'amélioration du conditionnement thermique des locaux ventilés par le système de ventilation des locaux électriques ;
- l'installation d'un aérotherme dans les locaux de groupes froids ;
- le remplacement des moteurs des aérothermes des groupes électrogènes de secours par du matériel qualifié à des températures plus élevées ;
- le classement de nombreux équipements de ventilation pour en assurer un suivi plus important.

5.2.5.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Le référentiel « grands chauds » a fait l'objet d'une instruction dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. L'ASN souligne l'ampleur des études réalisées et des modifications prévues par l'exploitant pour protéger ses installations. L'ASN considère que la déclinaison du référentiel « grands chauds » constitue une avancée majeure pour la démonstration de sûreté, bien que des compléments soient attendus et fassent l'objet de prescriptions qui pourraient conduire EDF à définir des modifications supplémentaires.

EDF définit pour chaque site les températures élevées de l'air correspondant à trois régimes distincts :

- pour les « températures de redimensionnement », un régime permanent associé à une température de « longue durée » ;
- pour l'« agression canicule » :
 - un régime exceptionnel court associé à une « température exceptionnelle », qui est appliquée pendant 12 heures aux matériels situés à l'extérieur ou dans des bâtiments à faible inertie thermique ;

³³ Pour la majorité des matériels participants à la démonstration de sûreté, la Td et la Tr sont confondues ; pour les autres matériels la Tr est supérieure à la Td.

- un régime exceptionnel de plus longue durée, associé à un cycle de température sinusoïdal défini sur 24 heures pendant 14 jours, entre la « température exceptionnelle » et la température minimale au cours de la canicule.

L'ASN considère que les « températures de redimensionnement » retenues par EDF sont acceptables dans le cadre de ce réexamen. En revanche, les températures des régimes exceptionnels doivent être réévaluées en tenant compte d'une période de retour centennale, et non pas trentennale comme proposée par EDF.

L'instruction a montré qu'EDF doit retenir, *a minima*, les valeurs suivantes pour la définition de la situation associée à la canicule de son référentiel « grands chauds » :

- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 41 °C et une température minimale supérieure ou égale à 26 °C pour le site de Gravelines ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 44 °C et une température minimale supérieure ou égale à 29 °C pour le site du Blayais ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 45 °C et une température minimale supérieure ou égale à 27 °C pour le site de Cruas ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 44 °C et une température minimale supérieure ou égale à 26 °C pour le site de Dampierre-en-Burly ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 44 °C et une température minimale supérieure ou égale à 26 °C pour le site de Saint-Laurent-des-Eaux ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 43,9 °C et une température minimale supérieure ou égale à 29,3 °C pour le site de Chinon ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 45,7 °C et une température minimale supérieure ou égale à 27,3 °C pour le site du Tricastin ;
- une température exceptionnelle supérieure ou égale à 44,4 °C et une température minimale supérieure ou égale à 27,5 °C pour le site du Bugey.

Par ailleurs, les températures retenues devront intégrer les températures issues du retour d'expérience de chaque site. Ce retour d'expérience intégrera les températures atteintes lors des événements exceptionnels, tels que ceux rencontrés par exemple lors de l'été 2019, qui a connu deux vagues de chaleur exceptionnelles par leur intensité.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réviser ses études d'évaluation des températures, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, compte tenu des enjeux, l'ASN encadre leur réalisation par la prescription [AGR-A] [48].**

Concernant les températures atteintes dans les locaux à comparer aux températures admissibles des matériels, il apparaît qu'environ 600 matériels présentent, à l'issue des simulations, des marges de 1 ou 2 °C et une centaine de matériels ne présentent aucune marge. Ces résultats ne prennent pas en compte les incertitudes qui existent dans les différentes étapes de la démonstration de la protection des fonctions de sûreté contre les « grands chauds », notamment les incertitudes associées aux données d'entrée des études thermiques, aux modélisations retenues et à la définition des températures extérieures retenues par EDF. EDF s'est engagée à reprendre, à l'échéance de fin 2021, les études pour les locaux présentant des enjeux de sûreté importants et de faibles marges en température « *en quantifiant les marges* ». L'ASN considère que les études thermiques doivent être révisées, en considérant les incertitudes précitées. Par ailleurs, pour les locaux contenant des équipements présentant un enjeu particulier de sûreté, l'existence d'une marge de 2° C doit être démontrée. Dans le cas contraire, EDF devra définir les dispositions qui seraient nécessaires pour respecter la température maximale admissible des matériels présents dans ces locaux. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à effectuer ces études, ce qui est satisfaisant.

Par ailleurs, l'ASN constate que certaines hypothèses retenues dans les calculs et susceptibles d'avoir un impact important sur les températures atteintes dans les locaux ne sont pas suffisamment étayées (il s'agit,

par exemple, de la réduction des apports calorifiques en cas de situation de manque de tension externe). Ces points font l'objet de demandes de l'ASN [49].

Concernant la disponibilité des matériels, EDF estime qu'un fonctionnement des matériels entre la Td et la Tr impacte uniquement, dans une proportion raisonnable, la durée de vie du matériel mais pas ses performances. L'ASN considère que les règles permettant de gérer l'indisponibilité des matériels doivent conduire à limiter les durées de fonctionnement au-delà de la Td. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à faire évoluer ces règles, ce qui est satisfaisant. Toutefois, EDF a restreint l'évolution de ces règles aux cas de l'indisponibilité des systèmes de ventilation des locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires et de l'entrepont de câblage et des locaux des batteries. L'ASN examinera la nécessité d'élargir la liste des systèmes de ventilation concernés dans le cadre de l'instruction de l'évolution des règles générales d'exploitation.

Concernant les matériels considérés comme dédouanés par EDF, l'instruction a montré que la majorité des analyses est acceptable à l'exception de celles relatives aux matériels requis en cas d'accident avec fusion du cœur. Pour ces matériels, EDF s'est engagée à réaliser un contrôle systématique *a posteriori* lorsque la température de « longue durée » a été dépassée ou lorsqu'un événement susceptible de générer un dépassement de température admissible par le matériel s'est produit (par exemple en cas de perte de la ventilation, en cas de perte des sources électriques externes...), ce qui est acceptable.

Par ailleurs, EDF n'a pas étudié les situations du domaine complémentaire en cas de « grands chauds » au motif que ces situations ne relèvent pas du référentiel « grands chauds ». L'ASN considère nécessaire qu'EDF vérifie la capacité de ses installations à faire face à une situation de perte totale des sources électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux), en cas de « température de redimensionnement ».

Ce point fait l'objet de la prescription [AGR-B] de l'ASN [48].

Pour répondre aux demandes de l'ASN, EDF a présenté également une justification de la capacité des installations à faire face à des températures significativement supérieures à celles retenues pour la canicule au titre du dimensionnement (en réponse à la demande SUR n° 22 du courrier [6]). Pour ces études, EDF considère les situations de fonctionnement normal et retient des hypothèses plus réalistes pour ses études thermiques (par exemple sur les débits de ventilation). Toutefois, comme pour les études du dimensionnement, EDF n'a pas démontré que les résultats obtenus dans les études thermiques permettent de couvrir les incertitudes associées aux modélisations. De plus, les valeurs de températures extérieures de l'air considérées (+ 2 °C par rapport aux valeurs du dimensionnement) n'apparaissent pas suffisantes, eu égard aux incertitudes associées à l'évaluation d'une température en tenant compte d'une période de retour décennale. Par conséquent, l'ASN considère que la capacité des installations à faire face à des températures extérieures significativement supérieures à celles retenues au titre du dimensionnement, n'est pas démontrée. De plus, l'ASN estime qu'EDF devra vérifier sa capacité à gérer ces situations en cas de survenue conjointe d'une perte des alimentations électriques externes.

Ces points font l'objet de la prescription [AGR-C] de l'ASN [48].

5.2.6 Risques liés aux inondations d'origine externe

En 2013, l'ASN a publié un guide prenant en compte les progrès des connaissances en matière de risque d'inondation d'origine externe [85]. Ce guide définit les situations de référence vis-à-vis desquelles les installations nucléaires de base doivent être protégées.

À la demande de l'ASN, EDF a finalisé fin 2014 le déploiement des travaux et mesures de protection de l'ensemble de ses installations nucléaires identifiés comme nécessaires dans le cadre du retour d'expérience de l'inondation du site du Blayais de 1999.

Par ailleurs, le renforcement de la protection des centrales nucléaires contre les pluies et les inondations induites par la défaillance d'équipements internes au site sous l'effet d'un séisme, décidé à la suite de

l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, a été réalisé entre 2014 et 2017. Ce renforcement a conduit à la mise en place de nouvelles protections contre l'inondation (margelles, dispositifs permettant d'éviter l'entrée d'eau dans les bâtiments...) sur l'ensemble des sites.

Enfin, à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi en mars 2011, l'ASN a demandé à EDF de réaliser, sur l'ensemble de ses réacteurs, des évaluations complémentaires de sûreté afin notamment d'évaluer la robustesse de ses installations à faire face à des situations d'inondation d'origine externe, au-delà des aléas de dimensionnement couverts par la démarche de retour d'expérience de l'inondation du site du Blayais de 1999 ou des exigences portées par le guide n° 13 [85] qui était alors en cours de finalisation. En 2012 et en 2014, l'ASN a adopté des prescriptions visant à renforcer la protection des centrales nucléaires contre le risque d'inondation d'origine externe pour les situations extrêmes dites « noyau dur » (décisions [3] et [5]).

5.2.6.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'objectif est de réévaluer les situations de référence pour le risque d'inondation sur la base du guide n° 13 de l'ASN. De plus, pour répondre aux demandes de l'ASN [6], ces réévaluations doivent être positionnées par rapport à l'aléa « WENRA 2014 » (voir paragraphe 5.2.1). Si celles-ci ne respectent pas l'aléa « WENRA 2014 », EDF doit étudier la capacité des installations à faire face à des inondations d'origine externe significativement supérieures à celles du dimensionnement.

En 2016, l'ASN a également demandé à EDF de justifier l'intégrité des joints inter-bâtiments³⁴ (demandes SUR n° 25 et SUR n° 26 [6]).

5.2.6.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

EDF a prévu de transmettre ses études de déclinaison du guide n° 13 de l'ASN [85] pour chacun des sites un an avant la première quatrième visite décennale d'un réacteur du site. EDF vise une réalisation des modifications nécessaires pour respecter les recommandations du guide avant la remise du rapport de conclusion du réexamen périodique de chaque réacteur de 900 MWe.

EDF a rappelé que la déclinaison du guide n° 13 de l'ASN lui permettait de répondre aux préconisations de l'association WENRA pour les agressions du dimensionnement.

Pour la centrale nucléaire du Tricastin, pour laquelle les études sont finalisées, EDF a identifié trois modifications nécessaires à l'atteinte des objectifs de sûreté :

- la suppression d'un risque de bipasse de la protection volumétrique³⁵ en cas de pluies ;
- la protection de la station de pompage vis-à-vis des surverses et des biphasses ;
- l'isolement du système de pompage et de circulation de l'eau brute en cas de détection d'une lame d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire à la suite d'un séisme dont le niveau dépasserait celui retenu dans le référentiel de dimensionnement.

De plus, EDF a transmis la démarche méthodologique retenue pour caractériser les niveaux marins extrêmes à prendre en compte, dans le cadre du dimensionnement du « noyau dur » défini à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, pour les deux sites en bord de mer (site de Gravelines et du Blayais), ainsi que les valeurs retenues pour le niveau marin statique (hors effet dynamique des vagues). Ces études permettent à EDF de dimensionner de nouvelles protections périphériques pour ces sites.

³⁴ Ces joints sont constitués d'une lame en caoutchouc scellée dans les parois en béton. Ces joints doivent permettre le déplacement indépendant des bâtiments les uns par rapport aux autres, en cas de tassements différentiels. Ils permettent également d'éviter les infiltrations d'eau en fond de bâtiment, notamment en cas de remontée de la nappe phréatique.

³⁵ Volume de protection rendu étanche par obturation des ouvertures situées dans les parois extérieures de ce volume, afin d'éviter des entrées d'eau dans les locaux abritant des équipements importants pour la sûreté.

EDF a également transmis les réponses aux demandes SUR n° 25 et SUR n° 26 [6] concernant les joints inter-bâtiments. Dans ce cadre, elle a prévu une extension des programmes de maintenance préventive et a justifié l'intégrité de ces joints jusqu'en 2030.

5.2.6.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que l'ensemble des dispositions mises en œuvre à la suite de l'inondation du site du Blayais en décembre 1999 et dans le cadre de la prise en compte du retour d'expérience de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi permet de conférer aux centrales nucléaires de 900 MWe un haut niveau de protection contre le risque d'inondation d'origine externe.

L'application des recommandations du guide n° 13 de l'ASN [85] permettra encore d'améliorer ce niveau de protection, dans la mesure où les situations de référence définies visent, en ordre de grandeur, une fréquence de dépassement de 10^{-4} par an et permet de répondre au positionnement à l'égard des préconisations de l'association WENRA. Les échéances prévues par EDF pour la réalisation des études tenant compte de ces recommandations et les échéances des modifications en résultant sont acceptables eu égard aux dispositions existantes.

L'instruction des études déjà transmises par EDF a mis en évidence que certaines approches retenues pour la déclinaison du guide n° 13 [85] n'étaient pas acceptables. En effet, l'ASN considère que :

- les modalités retenues pour définir les hydrogrammes générés par la rupture d'ouvrage hydraulique en amont des centrales nucléaires doivent évoluer ;
- des justifications supplémentaires doivent être apportées concernant les modélisations retenues pour caler les modèles hydrodynamiques en régime transitoire autour des sites nucléaires ;
- des justifications doivent être fournies concernant l'état des digues modélisé (prise en compte ou non de brèches) pour évaluer les niveaux d'eau au droit du site ou, en absence de justification, l'état qui majore le niveau d'eau au droit du site doit être retenu.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à intégrer ces demandes, ce qui est satisfaisant.

Pour le site du Tricastin, les éléments transmis par EDF relatifs aux méthodes d'évaluation des situations de référence pour le risque d'inondation (crue, pluie, rupture d'ouvrage hydraulique...) sont globalement satisfaisants.

Pour les autres sites, l'analyse de l'ensemble des situations de référence sera conduite au fur et à mesure de la remise des études et l'ASN prendra position dans le cadre de son analyse du rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur.

Concernant les niveaux marins statiques retenus par EDF, l'ASN considère que toutes les données historiques disponibles n'ont pas été prises en compte par EDF pour le calcul de la surcote³⁶ millénale régionale des sites de Gravelines et du Blayais. L'intégration de ces données supplémentaires est susceptible de modifier la valeur de la surcote obtenue. L'ASN considère toutefois que, pour le site de Gravelines, la valeur de surcote retenue pour le dimensionnement des dispositions de protection est satisfaisante. En revanche, l'ASN considère nécessaire qu'EDF réévalue ses calculs de surcote pour le site du Blayais. EDF s'y est engagée.

Par ailleurs, l'ASN considère acceptables les éléments apportés par EDF relatifs à la justification jusqu'en 2030 de la tenue de l'étanchéité des joints inter-bâtiments, en fonctionnement normal ainsi qu'en cas de séisme.

³⁶ La surcote est définie comme la différence entre le niveau marin effectivement observé et le niveau de marée prédit (marée théorique). La surcote est essentiellement induite par la météorologie (variations de la pression atmosphérique accompagnant le passage d'une perturbation météorologique et action du vent à la surface de la mer).

5.2.7 Risques associés au transport aérien et à l'environnement industriel

Les risques associés au transport aérien et à l'environnement industriel ont été pris en compte à la conception des centrales nucléaires. La démonstration de sûreté couvre ainsi les sources d'agressions potentielles suivantes :

- le trafic aérien décliné selon trois familles d'aéronefs, à savoir l'aviation générale (petits avions civils de masse inférieure à 5,7 tonnes), commerciale et militaire ;
- l'environnement industriel externe au site avec :
 - les installations industrielles fixes (pétrolières, pétrochimiques, gazières, stockage d'explosifs, etc.) ;
 - les transports par canalisation (gazoducs, oléoducs, etc.) ;
 - les différents modes de transport de matières dangereuses (transport routier, ferroviaire, fluvial ou maritime).

Les règles fondamentales de sûreté (RFS) n° I.2.a [106] et I.2.d [107] précisent, sous forme de recommandations, les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes pour assurer la protection des centrales nucléaires contre ces agressions.

5.2.7.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'objectif est de réévaluer les risques industriels et aériens en application des RFS I.2.a et I.2.d et en tenant compte de l'actualisation :

- des données d'accidentologie ;
- des données propres à l'environnement de chaque centrale nucléaire, à savoir la localisation des voies aériennes ou des aéroports, la proximité des voies de communication, des installations industrielles et les données de trafic aérien ou de transport de matières dangereuses ;
- des surfaces virtuelles³⁷ des ouvrages de génie civil pour le risque aérien.

De plus, lors des orientations génériques du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MWe, l'ASN a demandé à EDF « pour mi-2017, de démontrer l'élimination pratique du risque de fusion des assemblages de combustible entreposés dans les piscines du bâtiment combustible vis-à-vis du risque de chute d'aéronefs de l'aviation générale, sans écarter ces situations sur la seule base d'une considération probabiliste ».

5.2.7.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

5.2.7.2.1 Risques associés au transport aérien

L'analyse d'EDF du risque aérien vise à décliner la règle fondamentale de sûreté RFS I.2.a, qui préconise une évaluation probabiliste du risque de rejet inacceptable de substances radioactives en cas de chute accidentelle d'un aéronef.

À cet égard, EDF a proposé une mise à jour de sa méthodologie d'évaluation du risque aérien, comprenant notamment des évolutions concernant :

- l'évaluation de la probabilité de la chute d'avion pour les différentes familles définies dans la RFS I.2.a³⁸ ;
- la définition de la liste des cibles de sûreté concernées par ce risque ainsi que le calcul des surfaces virtuelles associées à chacune d'elles ;
- l'analyse des effets induits par la chute accidentelle d'avion autres que l'impact mécanique.

³⁷ La surface virtuelle d'un bâtiment correspond à la surface moyenne probable des projections cylindriques sur le sol d'un bâtiment à la suite de la chute de l'avion en fonction des directions possibles de chute de l'avion, de la surface apparente de ces bâtiments et de leur implantation par rapport aux autres bâtiments.

³⁸ La RFS I.2.a définit trois familles d'aviation : l'aviation générale, qui correspond aux avions civils de masse inférieure à 5,7 t, l'aviation commerciale, qui regroupe les avions civils à caractère commercial de masse supérieure à 5,7 t et l'aviation militaire.

EDF a également examiné les risques liés à la chute accidentelle d'un hélicoptère.

De plus, en réponse à la demande de l'ASN [SUR-29], EDF a examiné les conséquences de la chute d'un aéronef de l'aviation générale sur le bâtiment combustible pour l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. EDF conclut que la chute d'un avion de l'aviation générale n'entraîne pas de situation qui pourrait conduire à la fusion des assemblages de combustible qui y sont entreposés.

5.2.7.2 Risques associés à l'environnement industriel et aux voies de communication

L'analyse effectuée par EDF vise à décliner la règle fondamentale de sûreté RFS I.2.d. À cet égard, EDF a proposé une mise à jour de sa méthodologie d'évaluation du risque dans un guide méthodologique qui comprend les étapes suivantes :

- l'identification des phénomènes dangereux redoutés ;
- l'évaluation déterministe des conséquences des scénarios retenus ;
- l'évaluation probabiliste, le cas échéant, des scénarios critiques retenus et la comparaison des résultats probabilistes avec les objectifs fixés par la RFS I.2.d.

Dans ce guide méthodologique, EDF a modifié le calcul de la probabilité conditionnelle qu'un phénomène dangereux donné (incendie, explosion sur place, explosion d'un nuage dérivant, dérive d'un nuage toxique) survienne, sachant qu'un accident de transport de matières dangereuses ayant entraîné une fuite de la matière transportée a eu lieu. Cette modification permet de ne prendre en compte que les données d'accidentologie relatives aux véhicules transportant des matières dangereuses pouvant conduire au phénomène dangereux concerné et ainsi de ne pas minorer le risque. EDF a également justifié dans ce guide l'ensemble des phénomènes dangereux non retenus pour les risques associés au transport de matières dangereuses. Enfin EDF a apporté des précisions sur l'évaluation des conséquences de l'inflammation d'un nuage de matières dangereuses à l'intérieur d'un site, afin de couvrir à la fois les effets de souffle et les effets thermiques.

Les études site par site seront réalisées au moment du réexamen de chacun des réacteurs.

5.2.7.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'analyse de l'ASN a principalement porté sur les méthodes mises en œuvre par EDF, au regard des recommandations des règles fondamentales de sûreté (RFS) I.2.a et I.2.d. À l'issue de son instruction, l'ASN considère que les approches retenues sont cohérentes avec ces règles.

L'ASN considère que la méthodologie proposée par EDF pour l'évaluation du risque aérien est globalement satisfaisante, moyennant les compléments apportés lors de l'instruction. L'ASN prendra position, dans le cadre des réexamens spécifiques de chaque réacteur, sur la déclinaison de cette méthodologie ainsi que sur l'acceptabilité des risques liés à la chute d'un aéronef.

Pour le risque de découverture des assemblages de combustible entreposés dans les piscines du bâtiment combustible en cas de chute d'un aéronef de l'aviation générale, EDF a effectué des études qui prennent en compte de façon déterministe la chute de ce type d'avion. EDF a étudié les conséquences d'une telle chute sur le bâtiment du combustible, en vérifiant la capacité à maintenir un niveau d'eau suffisant dans la piscine, ainsi que le refroidissement des assemblages. L'ASN considère que les conclusions de cette étude sont satisfaisantes.

En ce qui concerne la méthodologie proposée par EDF pour la détermination des risques induits par les agressions potentielles dues à l'environnement industriel et aux voies de communication, l'ASN souligne les avancées apportées par la nouvelle méthodologie transmise par EDF fin 2019. Toutefois l'ASN considère que certaines hypothèses doivent être révisées dans la note de méthodologie afin :

- de réévaluer les probabilités d'accident de transport matière dangereuse en utilisant des bases de données représentatives sur le plan statistique et sur cette base, réévaluer les probabilités conditionnelles des accidents de transport de matière dangereuse ayant entraîné une fuite de la matière transportée ainsi que celles des accidents n'entraînant pas de fuite de la matière transportée. EDF s'y est engagée ;
- de considérer des zones de recensement des potentiels de danger présents dans un rayon de 10 km autour de chaque centrale nucléaire.

Ces points font l'objet de demandes de l'ASN [49].

5.2.8 Risques associés aux vents violents

Les effets du vent sur les équipements et les structures peuvent être :

- directs, affectant la résistance des bâtiments ou des matériels situés à l'extérieur à cause des effets de pression ;
- indirects, via des projectiles générés par les vents violents (PGVV).

Seuls les effets directs des vents violents sur les bâtiments ont été pris en compte à la conception des centrales nucléaires en application des règles « neige et vent 65 » [89].

5.2.8.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'objectif consiste à étudier, d'une part les effets directs des vents violents sur les bâtiments et les structures situées en extérieur, en considérant des vitesses de vents réévalués, supérieures à celles considérées à la conception, d'autre part les effets indirects de ces vents violents (projectiles), en incluant la protection des cibles situées à l'intérieur des bâtiments peu résistants, ainsi que les risques de survitesse induits pour les systèmes de ventilation par les vents violents et pouvant conduire à leur défaillance (demande SUR n° 39 [6]).

De plus, pour répondre aux demandes de l'ASN [6], ces réévaluations doivent être positionnées par rapport à l'aléa « WENRA 2014 » (voir paragraphe 5.2.1). Dans l'hypothèse où ceux-ci ne respectent pas l'aléa « WENRA 2014 », EDF doit étudier la capacité des installations à faire face à des vents violents significativement supérieurs à ceux du dimensionnement.

5.2.8.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

Les vitesses de vents retenues pour l'analyse sont celles issues de l'édition 2009 des règles « neige et vent 65 » [89]. Les projectiles enveloppes retenus sont :

- une automobile trainée au sol ;
- une planche de bois et une tôle de bardage situées à une altitude et dans une direction quelconque.

Les études transmises par EDF définissent le niveau d'aléa retenu pour la vérification du dimensionnement des réacteurs des sites du Tricastin et du Bugey et les dispositions de protection pour faire face à ces vents, les exigences associées à ces dispositions, ainsi que les modalités de leur gestion. Pour les autres sites, les études seront transmises avant la remise du rapport de conclusion du réexamen.

Les études d'EDF intègrent les demandes formulées par l'ASN dans le cadre du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe [62] (variabilité de la vitesse de vents, amplification locale de la vitesse de vent et effets directs et indirects des vents sur les systèmes de ventilation, agressions induites par la défaillance de matériels non protégés, lien de dépendance entre un grand vent et situation de perte de la source froide par colmatage) et couvrent à la fois les effets directs et indirects du vent sur :

- les matériels extérieurs importants pour la sûreté nécessaires au repli et au maintien dans un état sûr du réacteur en situation de perte des alimentations électriques externes (situation appelée « manque de tension externe » ou MDTE) ou, au titre de la démarche de défense en profondeur, en situation de perte totale de la source froide (situation « H1 ») ;
- les matériels extérieurs importants pour la sûreté et classés, pour d'autres situations que la gestion d'un MDTE ou d'une situation « H1 » ;
- les cibles potentielles situées à l'intérieur des bâtiments ;
- le risque de défaillance des ventilateurs générée par une survitesse induite par des grands vents.

À l'issue des études, EDF a identifié [23] que « *les stations de pompage des sites du Bugey, Tricastin, Gravelines et Blayais, la station de déminéralisation du site du Bugey et les locaux électriques attenants aux stations de pompes du site de Gravelines présentent des faiblesses localisées qui pourraient entraîner l'agression potentielle de cibles de sûreté situées à l'intérieur. Ainsi, EDF prévoit le renforcement ou l'ajout de structures de Génie Civil robustes aux PGVV de type structure en charpente métallique avec systèmes de protection (de type tôle, caillebotis, filet de protection, bardage double peau). Les autres faiblesses sont traitées par le renforcement ou le remplacement de matériels de ventilation existants* ».

Pour l'ilot conventionnel du Tricastin, les travaux consistent à installer des grilles pour se protéger des projectiles générés par les vents violents.

Dans le cadre de l'atteinte de la cible décennale définie par l'association WENRA (voir paragraphe 5.2.1), EDF a retenu des niveaux de « grands vents WENRA » en ajoutant une marge de 20 km/h aux vitesses de vent instantanées de période de retour 200 ans, issues d'une étude du Centre scientifique et technique du bâtiment. Selon les sites, cette valeur est supérieure ou inférieure à la valeur de référence utilisée pour les études de dimensionnement.

Pour les effets indirects du vent, EDF considère que la démarche actuelle d'étude des projectiles générés par les vents violents, qui prend en compte des projectiles générés par les vitesses de vent définies dans son référentiel, intègre un nombre important de conservatismes. Ainsi, EDF considère la cible décennale atteinte et n'a pas mené d'étude spécifique au titre des préconisations de l'association WENRA.

5.2.8.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que, au regard des connaissances et des règles de l'art en vigueur, la méthodologie pour définir les vitesses des vents violents pour la vérification du dimensionnement des réacteurs, et son application aux sites du Tricastin et du Bugey³⁹, la nature et les caractéristiques des projectiles induits retenus, ainsi que la justification du comportement correct des ventilateurs en situation de grands vents sont satisfaisants.

En pratique, la démarche adoptée par EDF est une démarche alternative à celle proposée par les normes européennes de dimensionnement et de justification des structures de bâtiment et de génie civil (Eurocode). Elle conduit à des valeurs de « grands vents WENRA » supérieures à celles des « grands vents » du référentiel uniquement pour les sites du Blayais (+ 18 km/h), de Dampierre-en-Burly (+ 5 km/h), de Saint-Laurent-des-Eaux (+ 23 km/h) et de Chinon (+ 5 km/h). Pour les autres sites, l'aléa « vent » retenu pour le dimensionnement selon la révision 2009 des règles « neige et vent 65 » [89] est supérieur au niveau « grands vents WENRA ».

En l'état des connaissances, pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ASN considère acceptable la démarche adoptée par EDF ainsi que les conclusions issues de l'application de cette démarche.

³⁹ Pour les autres sites de réacteurs de 900 MWe, la validité des vents retenus sera instruite dans le cadre de l'instruction du premier rapport de conclusion du réexamen de chacun des sites concernés.

Toutefois, l'ASN considère que les travaux doivent se poursuivre pour appréhender plus finement les incertitudes liées à l'évaluation de vitesses de vent associées à une période de retour décennale et définir une vitesse de vent avec une marge permettant de couvrir ces incertitudes. Ces travaux s'inscrivent dans le cadre du groupe de travail initié par l'ASN sur la thématique « neige et vent » qui réunit depuis septembre 2019 l'ASN, l'IRSN, les exploitants d'INB et des experts du domaine.

L'ASN considère que, dans l'attente des conclusions de ces travaux, les dispositions prévues par EDF dans le cadre de ce réexamen sont satisfaisantes.

5.2.9 Risques associés aux tornades

Le phénomène de tornade correspond à un phénomène météorologique très peu fréquent, de durée et d'étendue limitées, mais dont les effets de pression dynamique dus aux vents violents, de dépression au centre du vortex, ainsi que des projectiles générés sont susceptibles d'affecter les bâtiments ou les matériels situés à l'extérieur.

EDF a transmis, en 2012, une évaluation de la probabilité d'occurrence des tornades en France et a défini un niveau de tornade associé. L'ASN a pris position en 2014 sur ce référentiel et a notamment considéré que la définition de la tornade de référence proposée alors par EDF (niveau de tornade EF3⁴⁰ sur l'échelle de Fujita) ainsi que les projectiles associés étaient globalement satisfaisants [63] pour le quatrième réexamen périodique.

5.2.9.1 Objectifs spécifiques du réexamen

La protection des réacteurs à l'encontre des tornades n'a pas été prise en compte lors du dimensionnement des installations et constitue l'un des sujets supplémentaires retenus à la demande de l'ASN lors de la définition des objectifs du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [6].

De plus, pour répondre aux demandes de l'ASN [6], ces réévaluations doivent être positionnées par rapport à l'aléa « WENRA 2014 » (voir paragraphe 5.2.1). Si ceux-ci ne respectent pas l'aléa « WENRA 2014 », EDF doit étudier la capacité des installations à faire face à des tornades significativement supérieures à ceux du dimensionnement.

5.2.9.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

EDF a réactualisé l'analyse du risque de tornade et a transmis en novembre 2015 une mise à jour de son référentiel visant à retenir :

- une tornade de référence fondée sur une valeur repère de probabilité d'occurrence de 10^{-4} par an et par réacteur, conformément aux préconisations de 2014 de l'association WENRA ;
- une tornade de niveau extrême (ou tornade « noyau dur ») afin de répondre aux prescriptions de l'ASN [3] adoptées après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

EDF a réévalué le niveau des tornades sur la base d'une approche probabiliste, ce qui la conduit à retenir un niveau de tornade de référence EF0 (notamment inférieur au niveau EF3 proposé précédemment). Elle considère que les effets d'une tornade de référence sont couverts par les effets induits par les vents violents et qu'il n'est pas nécessaire d'engager des études spécifiques.

⁴⁰ L'« échelle de Fujita améliorée » classe de manière empirique les niveaux de tornade (en termes de gammes de vitesse de vent) en fonction des dégâts observés. Cette échelle est fondée sur l'observation des tornades aux États-Unis. Elle comprend six niveaux de dommages correspondant aux plages de vitesses maximales de vent suivantes : EF0 [29-38 m/s], EF1 [39-49 m/s], EF2 [50-61 m/s], EF3 [62-74 m/s], EF4 [75-88 m/s], EF5 [>88 m/s].

5.2.9.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que la seule prise en compte d'un objectif probabiliste n'est pas suffisante pour définir les intensités et vitesses de vent de la tornade de référence. En effet, si l'association WENRA précise bien que les aléas doivent avoir une fréquence d'occurrence inférieure à 10^{-4} par an et par réacteur, elle indique également que l'aléa doit être enveloppe des événements historiques extrêmes, avec une marge suffisante. S'il n'est pas pertinent de retenir pour un site donné le pire retour d'expérience régional (deux tornades de niveau EF5 en France), étant donné le caractère rare et l'étendue limitée des tornades, l'ASN considère néanmoins que les installations doivent pouvoir faire face à des tornades de référence représentatives d'un retour d'expérience régional régulier. Étant donné les tornades recensées dans l'ensemble de la France métropolitaine, l'ASN considère que la tornade de référence doit *a minima* couvrir une tornade d'intensité EF2, définie par la vitesse moyenne des vents caractérisant cette intensité, à savoir 55,5 m/s.

Par ailleurs, l'ASN considère que les niveaux de tornades extrêmes retenus par EDF (EF3 ou EF4 selon les sites) pour le « noyau dur » sont acceptables. Toutefois, l'ASN considère que, pour les tornades de niveaux EF3, EDF doit retenir une vitesse moyenne des vents caractérisant cette intensité de 68 m/s. Ces niveaux d'aléas permettent de répondre aux préconisations de l'association WENRA.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à retenir ces niveaux de tornade, ce qui est satisfaisant.

Les propositions d'EDF relatives aux calculs des caractéristiques des projectibles et à leur vitesse n'appellent pas de remarque de l'ASN.

5.2.10 Risques associés aux incendies d'origine interne aux installations

Un incendie peut endommager des éléments essentiels au maintien de la sûreté des réacteurs. Des dispositions doivent donc être mises en œuvre pour protéger les parties sensibles des installations contre l'incendie.

5.2.10.1 Objectifs spécifiques du réexamen

À l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé [6] [73] à EDF de revoir en profondeur sa démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie, afin de prendre en compte les nombreuses demandes qu'elle a formulées sur le sujet, notamment en ce qui concerne la méthode et les hypothèses retenues pour la justification du dimensionnement de la sectorisation, la prise en compte d'une meilleure connaissance des effets associés à l'incendie (effets des fumées, augmentation de pression, propagation par réinflammation des gaz imbrûlés...). Ces demandes incluaient également la réalisation d'études complémentaires pour étudier les effets de la prise en compte d'un aggravant et de l'augmentation des délais retenus pour la première intervention des opérateurs.

Par ailleurs, à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, l'ASN a adopté en 2012, la prescription [ECS-12] [3] qui demande notamment :

- d'évaluer la tenue au séisme majoré de sécurité des structures et matériels contribuant à la sûreté nucléaire de la sectorisation incendie, de la détection d'incendie et des systèmes d'extinction fixes, soumis initialement à un requis de tenue au demi-séisme de dimensionnement⁴¹ ;

⁴¹ Il s'agit de la moitié du séisme dit de dimensionnement. Les installations ont été conçues en retenant pour les matériels de l'îlot nucléaire un séisme de dimensionnement (dit « SDD ») applicable à l'ensemble des réacteurs d'un même type. Lors de la construction des centrales, le SDD était supérieur au SMS du site.

- pour les éléments dont la tenue au séisme majoré de sécurité ne pourrait être justifiée, de présenter un programme de modifications pour garantir la protection des fonctions de sûreté contre l'incendie en cas de séisme majoré de sécurité.

5.2.10.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

Pour répondre aux demandes de l'ASN, EDF a transmis des études relatives à :

- la justification de la résistance des éléments assurant la sectorisation incendie ;
- la prise en compte des effets induits par les fumées sur le fonctionnement des équipements ;
- la prise en compte de l'impact des effets de pression survenant lors d'un incendie sur la sectorisation incendie ;
- l'évaluation du risque de propagation d'un incendie à cause de la ré-inflammation des gaz imbrûlés ;
- l'application de la prescription [ECS-12] des décisions [3] de l'ASN ;
- l'évaluation des conséquences de la prise en compte du délai avant la première intervention des opérateurs retenu pour le réacteur EPR de Flamanville ;
- l'application d'un aggravant dans les études.

Par ailleurs, EDF a apporté un éclairage probabiliste sur les risques, en cas d'incendie, de fusion du cœur ou de découverture des assemblages de combustible entreposés en piscine, ainsi que de rejets.

Enfin, EDF a présenté des pistes d'évolution de son organisation en matière de moyens d'intervention en cas d'incendie.

5.2.10.2.1 Résistance au feu des éléments de la sectorisation incendie

EDF a développé une nouvelle méthode de justification⁴² de la sectorisation incendie, qui comporte deux étapes :

- une première étape de sélection des locaux, basée sur le degré coupe-feu de l'élément de sectorisation. La sectorisation des locaux non retenus à l'issue de cette sélection est considérée robuste vis-à-vis de l'incendie ;
- une deuxième étape d'analyse des locaux, pour laquelle le caractère suffisant de la résistance au feu d'un élément de sectorisation est vérifiée en comparant sa température de défaillance à la température atteinte dans le local en cas d'incendie. Le cas échéant, une analyse des conséquences potentielles d'une rupture de sectorisation est réalisée.

Cette nouvelle démarche a été appliquée par EDF aux réacteurs de 900 MWe. Pour le bâtiment électrique, qui porte les risques principaux en cas d'incendie, EDF conclut que les éléments de sectorisation incendie sont correctement dimensionnés, hormis certaines protections de câbles électriques. EDF prévoit donc de remplacer ces équipements par de nouveaux possédant une résistance au feu adaptée.

⁴² Lors de la conception des réacteurs de 900 MWe, EDF avait utilisé des courbes conventionnelles de montée en température dans les locaux pour évaluer le maintien de l'intégrité des éléments de la sectorisation incendie. Ainsi, EDF avait notamment appliqué la courbe dite « DSN 144 » afin de déterminer les critères de résistance des éléments de sectorisation au feu. Cette courbe est peu représentative des incendies en milieu confiné et ventilé, correspondant aux installations nucléaires, et a été jugée peu adaptée à la configuration des locaux des centrales nucléaires. Ainsi, en 2003, l'ASN a demandé à EDF de réviser sa méthode d'évaluation de la résistance des éléments de sectorisation [75]. EDF a donc développé, pour le réacteur EPR de Flamanville, une nouvelle démarche de justification de la sectorisation incendie. L'ASN a jugé que cette méthode nécessitait plusieurs justifications complémentaires mais que son principe était acceptable [72]. Toutefois, en réponse aux demandes de l'ASN ([64], [71], [72], [6], [73]), EDF a indiqué que cette méthode n'était pas directement transposable aux réacteurs en fonctionnement et a proposé une démarche alternative de justification de la sectorisation incendie pour ces réacteurs.

5.2.10.2.2 Impact des fumées sur le fonctionnement des équipements

Les suies contenues dans les fumées d'incendie sont susceptibles d'abaisser les températures limites de résistance des éléments importants pour la sûreté. Un équipement exposé, en cas d'incendie, à des températures excédant ces limites doit être considéré comme défaillant. EDF s'appuie sur des essais visant à mieux caractériser les effets des fumées sur le fonctionnement des équipements électriques et électroniques nécessaires en cas d'incendie.

Pour les matériels électroniques, EDF a fixé un critère thermique de défaillance de 65 °C et a développé une méthode permettant de déterminer si les températures de dysfonctionnement des matériels électroniques sont atteintes. En revanche, pour les équipements électriques et électromécaniques, moins sensibles aux effets thermiques comme aux effets de fumée, l'évaluation des effets des fumées pour ces équipements reste donc basée sur des distances d'effet forfaitaires.

5.2.10.2.3 Impact des effets de pression sur les éléments de la sectorisation

Dans le cadre du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe, EDF a élaboré une méthodologie d'identification des volumes de feu⁴³ dans lesquels un incendie est susceptible de provoquer des variations de pression de nature à provoquer une défaillance des éléments de la sectorisation incendie. L'application de cette démarche a conduit EDF à établir une liste des volumes de feu de sûreté à risque ; ces derniers ont fait l'objet d'une étude détaillée. EDF conclut à l'absence de risque lié aux effets de pression en cas d'incendie pour les réacteurs de 900 MWe. De ce fait, EDF considère qu'aucune modification n'est nécessaire.

5.2.10.2.4 Évaluation du risque de propagation d'un incendie à cause de la ré-inflammation de gaz imbrûlés

EDF a identifié des volumes de feu dans lesquels un incendie est susceptible de produire des gaz imbrûlés pouvant se propager vers un autre volume de feu et s'y enflammer, provoquant ainsi une propagation de cet incendie en dehors des limites censées le contenir. Ces volumes de feu à risque ont fait l'objet d'une étude détaillée. EDF conclut à l'absence de risque lié à la ré-inflammation de gaz imbrûlés produits en cas d'incendie pour les réacteurs de 900 MWe. De ce fait, EDF considère qu'aucune modification n'est nécessaire.

5.2.10.2.5 Application de la prescription [ECS-12] de l'ASN

EDF a élaboré, en 2012, une méthode visant à évaluer la tenue au séisme majoré de sécurité des structures et matériels contribuant à la sûreté nucléaire de la sectorisation incendie, de la détection d'incendie et des systèmes d'extinction fixes, initialement soumis à un requis de tenue au demi-séisme de dimensionnement.

L'application de cette méthode aux réacteurs de 900 MWe a conduit EDF à identifier des portes coupe-feu dont la tenue au séisme est à renforcer. EDF a également identifié des clapets coupe-feu dont la tenue au séisme est à renforcer pour la centrale nucléaire du Bugey. En ce qui concerne la détection incendie, EDF conclut qu'aucune modification n'est nécessaire.

Par ailleurs, pour ce qui concerne les systèmes d'extinction fixes, cette méthode a été déclinée par EDF pour les structures et matériels situés à l'intérieur du bâtiment du réacteur :

⁴³ Volume de feu : un ou plusieurs locaux délimités par des parois (séparation physique) ou des frontières (sans séparation physique) assurant un éloignement entre les matières combustibles et les équipements et s'opposant à la propagation de l'incendie. EDF distingue deux types de volumes de feu de sûreté : le secteur de feu de sûreté (délimité par une sectorisation physique) et la zone de feu de sûreté (délimité en fonction de critères d'éloignement).

- des réacteurs n° 2, n° 3 et n° 4 de la centrale nucléaire du Bugey, pour lesquels EDF conclut qu'aucun renforcement n'est nécessaire (cette déclinaison n'a pas encore été réalisée pour le réacteur n° 5) ;
- du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin, pour lequel EDF conclut qu'il est nécessaire de renforcer la tenue au séisme d'une canalisation du réseau de protection incendie.

L'application de cette démarche aux autres réacteurs de 900 MWe, ainsi qu'aux autres bâtiments des centrales nucléaires du Bugey et du Tricastin, se poursuit. EDF prévoit de réaliser les renforcements nécessaires, en amont de la remise du rapport de conclusion du réexamen, pour les tuyauteries situées à l'intérieur du bâtiment du réacteur et, au plus tard lors de la phase B du déploiement des modifications associées au réexamen, pour les tuyauteries situées dans les autres bâtiments.

5.2.10.2.6 *Prise en compte du délai avant la première intervention des opérateurs*

EDF a étudié les actions à réaliser en cas d'incendie par les opérateurs, en salle de commande et en local. EDF n'a pas identifié d'effet falaise (à savoir, d'évolution notable des conséquences d'un incendie) en cas de prise en compte du délai avant la première intervention des opérateurs retenu pour le réacteur EPR de Flamanville. Dans son étude, EDF valorise une modification, réalisée en dehors du réexamen, visant à automatiser l'aspersion en cas d'incendie dans les locaux abritant les pompes du circuit de contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire, ce qui permet d'écarter tout effet associé aux délais d'intervention des opérateurs dans ces locaux.

5.2.10.2.7 *Application d'un aggravant dans les études relatives à l'incendie*

EDF a appliqué sa démarche de prise en compte de l'aggravant le plus pénalisant, présentée au paragraphe 5.2.1.2 du présent rapport, dans ses études visant à évaluer les risques liés à l'incendie.

En ce qui concerne les dispositions actives⁴⁴, EDF ne retient pas d'aggravant sur celles qu'elle juge fiables. Pour les autres dispositions actives (clapets coupe-feu ou portes coupe-feu dont la fermeture est asservie à la détection incendie), EDF conclut que leur défaillance, au titre de l'aggravant, ne provoque pas la perte simultanée de deux équipements assurant de manière redondante une fonction fondamentale de sûreté. De plus, EDF conclut que la prise en compte d'un aggravant ne peut pas remettre en cause le fonctionnement des systèmes de pompage d'eau du réseau de protection incendie et des systèmes d'aspersion fixes. De ce fait, EDF considère qu'aucune modification n'est nécessaire.

En ce qui concerne les dispositions passives⁴⁵, EDF s'est appuyée sur ses études probabilistes de sûreté (incendie) pour déterminer les défaillances à considérer et a identifié des portes coupe-feu non asservies dont le maintien à l'état fermé est à fiabiliser. À l'issue de ces études, EDF a défini des modifications pour détecter le maintien prolongé en position ouverte de ces portes.

5.2.10.2.8 *Éclairage probabiliste*

EDF a évalué le risque de fusion du cœur, ou de découverture des assemblages de combustible usés entreposés en piscine, en cas d'incendie. Ces évaluations probabilistes sont présentées de façon générale au paragraphe 5.7. Les valeurs obtenues pour le risque de fusion du cœur sont de $1,2 \cdot 10^{-5}$ par an et par réacteur, sans considérer la mise en œuvre du « noyau dur » et de $6,7 \cdot 10^{-6}$ par an et par réacteur, avec le « noyau dur ». Pour les piscines, le risque de découverture des assemblages est de $6 \cdot 10^{-8}$ par an et par réacteur, sans considérer la mise en œuvre du « noyau dur » et de $3 \cdot 10^{-8}$ par an et par réacteur, avec le « noyau dur ».

⁴⁴ Dans le cas de la protection contre les incendies d'origine interne, il s'agit notamment des systèmes de pompage d'eau d'extinction, des vannes, des têtes de sprinklers et des portes et clapets coupe-feu asservis à la détection incendie.

⁴⁵ Dans le cas de la protection contre les incendies d'origine interne, il s'agit notamment des trémies de passage des câbles et tuyauteries, des siphons de sol, ou encore des portes et clapets coupe-feu non asservis à un système de détection.

EDF a intégré, dans ses études, certaines modifications associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe permettant de réduire la probabilité d'occurrence des principales séquences pouvant mener à ces situations :

- la modification du circuit de commande des soupapes du pressuriseur du circuit primaire pour éviter leur ouverture induite par un ordre intempestif émis en cas d'incendie ;
- la protection contre l'incendie de câbles commandant le basculement entre le transformateur de soutirage et le transformateur auxiliaire, ainsi que de câbles d'alimentation d'un coffret électrique permettant la conduite de l'installation en situation de perte totale des sources électriques ;
- la modification du circuit de commande, ainsi que de la protection contre l'incendie de câbles, permettant d'éviter le déclenchement intempestif de la turbopompe de secours du circuit d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ;
- la séparation par un écran résistant aux flammes des pompes redondantes du circuit de traitement et de réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible.

De plus, ces études, complétées de considérations déterministes, ont permis à EDF d'identifier les locaux les plus sensibles en cas d'incendie (à savoir les locaux dans lesquels la perte de l'ensemble des équipements conduirait à une augmentation significative du risque de fusion du cœur). EDF a de ce fait mis en œuvre en 2019, sur l'ensemble des réacteurs de 900 MWe, des dispositions d'exploitation visant à améliorer la maîtrise des risques liés à l'incendie en ce qui concerne ces locaux et à améliorer le suivi des dispositions de protection (clapets coupe-feu, portes coupe-feu...) afin d'éviter la propagation d'un incendie vers ces locaux.

EDF a complété son approche par une identification des portes coupe-feu dont la perte est susceptible d'augmenter notablement le risque de fusion du cœur. Il s'agit en particulier des portes séparant deux volumes de feu de voies de sûreté différentes. EDF a défini des modifications complémentaires (notamment matérielles) pour détecter le maintien prolongé en position ouverte de ces portes.

Par ailleurs, EDF a évalué la fréquence des situations de rejet important de radioéléments dans l'environnement, à la suite d'un incendie conduisant à un accident avec fusion du cœur, qui sont présentées au paragraphe 5.7.2.

5.2.10.2.9 Moyens d'intervention

L'organisation actuelle d'EDF en matière d'intervention en cas d'incendie repose sur :

- l'intervention de l'agent dit « de levée de doute » en cas d'alerte. Sa mission consiste à confirmer le feu et à vérifier l'état des éléments de sectorisation en cas de détection d'un incendie ;
- l'équipe dite « d'intervention », composée d'agents du site, qui est déployée dans un second temps et a pour mission de mettre en œuvre les moyens d'extinction appropriés. Son rôle, en cas d'événement important, se limite à surveiller l'évolution de la situation (les intervenants ne disposent pas de moyens pour gérer un incendie développé) et à engager, dans la mesure du possible, des actions visant à limiter la propagation de l'incendie et à maintenir la sectorisation incendie ;
- l'intervention des services départementaux d'incendie et de secours (SDIS), qui disposent des moyens nécessaires à la lutte contre un incendie développé ou à cinétique rapide.

Les inspections de l'ASN et les déclarations d'événement significatif montrent régulièrement des anomalies de gestion de la sectorisation incendie et des matières combustibles, ainsi que des non-conformités sur des équipements de sectorisation, sur lesquels repose la démonstration de sûreté. Dans de telles situations, en application du principe de défense en profondeur, l'ASN considère qu'il est nécessaire de garantir l'intervention rapide de personnes compétentes, entraînées et équipées, afin d'éviter la propagation de l'incendie à des volumes de feu adjacents. L'ASN a donc demandé à EDF [68] [69] d'étudier l'opportunité de faire évoluer son organisation afin de disposer en permanence sur chacune des centrales nucléaires des moyens permettant d'intervenir rapidement et de lutter contre l'incendie, notamment dans le cas de feux développés, en considérant la possibilité de disposer en permanence sur ses sites de personnels compétents, munis d'équipements adaptés à leurs missions et entraînés pour faire face à des feux développés.

En réponse à ces demandes, EDF s'est engagée à doubler l'effectif (envoi de deux personnes) pour réaliser les missions de l'agent de levée de doute. Ce doublement a notamment pour effet de renforcer l'efficacité des missions de confirmation du feu et de vérification de l'état des éléments de sectorisation incendie.

EDF a également analysé la disponibilité des moyens humains et matériels des SDIS pour lutter contre les feux développés en cas de sollicitation par les centrales nucléaires. EDF prévoit de :

- mettre en place des moyens d'évaluation de l'efficacité de la lutte contre l'incendie ;
- renforcer la coopération entre les centrales nucléaires et les SDIS ;
- modifier les modalités de sollicitation des SDIS afin d'éviter l'envoi à mauvais escient de moyens de lutte contre l'incendie par ces services ;
- mettre en place des « centres de secours et feu » dans toutes les centrales nucléaires. Ces centres ont vocation à réduire le nombre de pompiers à mobiliser par les SDIS en cas de sollicitation. Pour cela, EDF prévoit de mobiliser les sapeurs-pompiers volontaires travaillant dans les centrales nucléaires afin de compléter les effectifs envoyés par les SDIS.

5.2.10.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que les modifications d'ores et déjà réalisées ou prévues par EDF permettront d'améliorer significativement la sûreté des installations vis-à-vis du risque d'incendie.

Toutefois, l'ASN considère qu'EDF doit intégrer à ses études :

- l'ensemble des locaux ;
- des hypothèses de modélisation enveloppes permettant de déterminer les courbes de température atteintes dans les locaux pour les feux d'armoires électriques et de chemins de câbles électriques susceptibles d'être rencontrés. En particulier, il retient pour les feux d'armoires électriques un coefficient de croissance du feu indépendant des conditions d'allumage pour les feux d'armoires électriques et pour les feux d'armoires électriques représentatif de l'atteinte d'une phase de combustion autoentretenue.

Ces demandes sont susceptibles de conduire à l'identification de volumes de feu de sûreté supplémentaires à étudier de manière approfondie vis-à-vis du respect de la sectorisation incendie, de l'impact des fumées sur le fonctionnement des équipements et du risque de rupture de sectorisation incendie consécutive à des variations de pression induites par un incendie.

Ces points font l'objet de la prescription [AGR-D] de l'ASN [48].

5.2.10.3.1 Résistance au feu des éléments de la sectorisation incendie

Les principes de la méthodologie retenue par EDF pour justifier le dimensionnement des équipements participant à la sectorisation sont jugés satisfaisants par l'ASN. Par ailleurs, EDF s'est engagée à fournir des compléments qui concernent :

- le périmètre d'application de la méthode de justification, qu'EDF a initialement limité à certains bâtiments et à certains équipements de sectorisation ;
- la justification de la sectorisation incendie des locaux initialement exclus de la méthode mais qui ont été identifiés comme présentant un fort enjeu de sûreté lors de la réalisation des études probabilistes de sûreté ;
- la vérification de l'existence d'une marge suffisante entre la température de défaillance des équipements de sectorisation et la température atteinte dans le local en cas d'incendie afin de tenir compte des incertitudes de modélisation et du vieillissement des éléments de sectorisation.

L'ASN considère que, pour l'un des locaux du bâtiment électrique, la marge entre la température de défaillance des équipements de sectorisation et la température atteinte dans le local en cas d'incendie est insuffisante et qu'EDF doit réaliser des études complémentaires pour vérifier le bon dimensionnement des éléments de la sectorisation incendie. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

De plus, la transmission tardive des études relatives aux autres bâtiments que le bâtiment électrique ne permet pas à l'ASN de prendre position, dans le cadre du présent rapport, sur les conclusions de ces études. Elles feront l'objet d'une instruction ultérieure.

5.2.10.3.2 Impact des fumées sur le fonctionnement des équipements

En ce qui concerne la prise en compte de l'impact des fumées sur le fonctionnement des équipements électroniques, les principes de la nouvelle méthode d'EDF sont jugés satisfaisants par l'ASN. Cette méthode constitue une évolution notable, dans la mesure où elle permet une meilleure prise en compte des phénomènes physiques en évaluant l'effet des fumées sur ces matériels, et permet de démontrer l'absence de défaillances d'équipements sensibles aux fumées assurant une même fonction de sûreté en cas d'incendie et situés dans des volumes de feu différents.

Compte tenu des enjeux et de l'avancée que constituent ces études, l'ASN juge acceptable, pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, qu'EDF ait limité le périmètre de son étude aux matériels les plus sensibles, à savoir les équipements électroniques.

5.2.10.3.3 Impact des effets de pression sur les éléments de la sectorisation

En ce qui concerne la prise en compte des effets de la pression sur les éléments de la sectorisation, les principes de la méthodologie d'EDF sont jugés satisfaisants par l'ASN. Les études réalisées par EDF ont notamment permis d'identifier les volumes de feu les plus sensibles à ces effets. Toutefois, l'ASN considère que certaines hypothèses ne permettent pas de garantir une évaluation enveloppe, en particulier pour ce qui concerne le coefficient de décharge (à savoir les fuites considérées au niveau des portes) retenu par EDF pour caractériser les inétanchéités des portes coupe-feu. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

5.2.10.3.4 Évaluation du risque de propagation d'un incendie à cause de la ré-inflammation de gaz imbrûlés

L'ASN considère qu'EDF devra apporter, à l'occasion du prochain réexamen périodique, des compléments en ce qui concerne sa méthode visant à identifier les volumes de feu dans lesquels un incendie est susceptible de produire des gaz imbrûlés pouvant se propager vers un autre volume de feu et s'y enflammer. En effet, ce phénomène apparaît comme étant de moindre importance que les autres sujets concernant la démonstration de maîtrise des risques liés à l'incendie. L'ASN considère donc qu'il ne s'agit pas d'un sujet prioritaire pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

5.2.10.3.5 Application de la prescription [ECS-12] de l'ASN

EDF ne retient pas, dans la démonstration de sûreté, la survenue d'un incendie juste après un séisme. EDF considère qu'un incendie peut survenir 15 jours après le séisme et les équipements de maîtrise des risques d'incendie n'avaient pas à la conception d'exigences de tenue au séisme majoré de sécurité (SMS). L'ASN avait demandé en 2012 de vérifier la tenue de ces équipements au SMS.

L'ASN considère que la démarche de vérification de la tenue au séisme majoré de sécurité des éléments de la sectorisation incendie, de la détection d'incendie et des systèmes d'extinction fixes permet d'améliorer notablement la robustesse des structures et matériels contribuant à la sûreté nucléaire. EDF prévoit de renforcer certains clapets et portes coupe-feu ne résistant pas au séisme. À ce stade, la vérification de la tenue des systèmes d'extinction fixes n'est pas apportée pour l'ensemble des bâtiments des centrales nucléaires. EDF s'est également engagée à étudier, pour les éléments de sectorisation, notamment de type calfeutrement de traversées et de protections de chemin de câbles, une démarche complémentaire de vérification après un séisme associée à des opérations de réparation.

L'ASN considère que les situations d'incendie initiées par un séisme (SMS) doivent être considérées et prévoit de prendre position sur les dispositions prévues par EDF, ainsi que sur le calendrier de modifications associées, dans le cadre de sa position sur les actions réalisées 10 ans après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi.

5.2.10.3.6 Prise en compte du délai avant la première intervention des opérateurs

L'ASN note que dans certaines situations (comme par exemple, un feu dans les casemates des groupes de motopompe primaire), des actions en salle de commande sont nécessaires pour éviter la propagation de l'incendie au volume de feu adjacent (par exemple, en mettant en œuvre le dispositif d'aspersion dans les casemates précitées). Dans une telle situation, il convient de vérifier que le développement du feu avant l'intervention de l'opérateur dans le délai imparti dans la démonstration de sûreté ne conduit pas à la perte d'équipements redondants nécessaires à l'atteinte et au maintien de l'état sûr du réacteur.

En outre, il convient de s'assurer de l'absence d'effet falaise pour le délai avant la première intervention des opérateurs retenu pour le réacteur EPR de Flamanville. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser l'ensemble de ces études, ce qui est satisfaisant.

5.2.10.3.7 Application d'un aggravant dans les études relatives à l'incendie

L'ASN considère que l'application par EDF d'un aggravant aux études relatives à l'incendie permet d'améliorer notablement la sûreté des installations. Ceci a notamment conduit EDF à prévoir des dispositifs complémentaires afin d'assurer le maintien en position fermée des portes coupe-feu les plus sensibles. En revanche, EDF n'a pas défini d'exigences de suivi en exploitation de ces dispositifs.

Par ailleurs, la méthode retenue par EDF appelle un certain nombre de remarques, dans la mesure où EDF ne retient pas systématiquement la défaillance du matériel la plus défavorable, en se fondant sur sa fiabilité. Ainsi, EDF écarte la défaillance, au titre de l'aggravant, de certaines dispositions jugées fiables, alors que des dysfonctionnements de ces dispositions (par exemple, sur les systèmes d'aspersion) ont été observés à plusieurs reprises dans les centrales nucléaires. En particulier, EDF doit identifier les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion, à savoir les locaux dont la perte de la sectorisation conduirait à un accroissement significatif des risques ; les dispositions à mettre en œuvre peuvent être de différentes natures en fonction du temps disponible avant la perte de la sectorisation (par exemple, renforcement de la sectorisation, mesure de fiabilisation du système d'aspersion ou dispositions d'exploitation).

Ces points font l'objet de la prescription [AGR-E] de l'ASN [48].

Pour l'identification des portes coupe-feu les plus sensibles, EDF s'est appuyée sur ses études probabilistes. L'ASN souligne que certains systèmes (notamment les systèmes de ventilation) ou des actions de conduite spécifiques (les plans de coupure électrique) ne sont pas pris en compte dans ces études. Leur prise en compte pourrait conduire à l'identification d'autres portes coupe-feu sensibles. EDF s'est engagée à considérer ces éléments dans le cadre des prochains réexamens. De plus, pour les portes coupe-feu déjà identifiées, l'ASN considère qu'EDF doit évaluer l'intérêt de mettre en œuvre des dispositions plus contraignantes (comme, par exemple, des condamnations de porte) sur certaines d'entre-elles, dont la position ouverte en cas d'incendie conduirait à une augmentation significative du risque de fusion du cœur. Ce point fait l'objet d'une demande l'ASN [49].

5.2.10.3.8 *Éclairage probabiliste*

À l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a réalisé des études probabilistes de sûreté permettant d'évaluer le risque de fusion du cœur, ou de découvrément des assemblages de combustible entreposés en piscine, faisant suite à un incendie. EDF a également évalué la fréquence des situations de rejet important de radioéléments dans l'environnement, à la suite d'un incendie conduisant à un accident avec fusion du cœur. L'ASN considère que cet éclairage probabiliste a permis d'améliorer significativement la sûreté des installations. En effet, EDF a identifié les locaux et les dispositions les plus sensibles à cette agression et a mis en place des dispositions visant à fiabiliser la maîtrise des risques liés à l'incendie. Par ailleurs, EDF a prévu de mettre en œuvre des modifications permettant de réduire notablement le risque de fusion du cœur ou de découvrément des assemblages de combustible entreposés dans la piscine d'entreposage en cas d'incendie.

L'ASN considère qu'EDF doit compléter la liste des locaux identifiés comme les plus sensibles en cas d'incendie (locaux dans lesquels la survenue d'un incendie contribue significativement au risque de fusion du cœur ou de découvrément des assemblages de combustible dans la piscine d'entreposage ou locaux pour lesquels la sectorisation est assurée par, au moins, une porte dont la position ouverte lors d'un incendie conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d'appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible) et définir les dispositions d'exploitation spécifiques à ces locaux (suivi des charges calorifiques, gestion des travaux, etc.).

Ce point fait l'objet de la prescription [AGR-E] de l'ASN [48].

Pour les évaluations de la fréquence des situations de rejet important de radioéléments dans l'environnement, à la suite d'un incendie conduisant à un accident avec fusion du cœur, les résultats montrent que des dispositifs complémentaires sont nécessaires :

- en cas d'incendie, un risque de défaillance de cause commune des alimentations électriques et du matériel nécessaire au basculement vers la source électrique d'ultime secours (DUS) a été identifié. À l'issue de l'instruction, EDF a défini une modification afin d'effectuer en local certains raccordements électriques permettant de mettre en œuvre les dispositions de stabilisation du corium dites « EASu » ;
- un incendie pourrait causer la perte de la mesure de la pression dans le bâtiment du réacteur. Cette valeur permet de déclencher des actions importantes pour la mitigation des rejets en situation d'accident grave. L'ASN considère que les matériels permettant cette mesure doivent donc être protégés des effets d'un incendie.

Ce dernier point fait l'objet de la prescription [AG-C] de l'ASN [48].

5.2.10.3.9 *Moyens d'intervention*

L'ASN considère que le renforcement des effectifs mobilisés (mise en place d'un binôme) pour la mission consistant à confirmer le feu et à vérifier l'état des éléments de sectorisation en cas de détection d'un incendie est satisfaisant.

Pour faire face à un feu développé, EDF prévoit de continuer à s'appuyer principalement sur les moyens humains et matériels des SDIS, tout en renforçant le dispositif interne actuel. Ce sujet, qui n'est pas spécifique aux réacteurs de 900 MWe, fera l'objet d'une instruction spécifique.

5.2.11 Risques associés aux explosions d'origine interne aux installations

5.2.11.1 Objectifs spécifiques du réexamen

À l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé à EDF [6] de faire évoluer sa démonstration de sûreté relative aux risques associés aux explosions d'origine interne, notamment en ce qui concerne la structuration de la démarche de défense en profondeur. Par ailleurs, EDF devait tenir compte des conclusions de l'instruction menée dans le cadre du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe. Dans ce cadre, l'ASN a notamment demandé à EDF [76] :

- d'évaluer les conséquences d'une explosion liée à un dégagement anormal de dihydrogène en considérant qu'une fuite peut survenir en dehors des singularités à caractère démontable des circuits contenant des gaz hydrogénés ;
- de prendre en compte le risque d'explosion à l'intérieur des circuits contenant des gaz hydrogénés ;
- de prendre en compte le risque de transfert d'une atmosphère explosible entre locaux, sans se limiter aux transferts liés à la ventilation des locaux ;
- de compléter la démonstration de sûreté relative aux risques associés aux explosions dans les locaux des batteries ;
- d'identifier les systèmes à protéger d'une explosion.

5.2.11.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

Pour répondre aux demandes de l'ASN, EDF a réévalué les risques liés à l'explosion d'origine interne et pris en compte un aggravant dans ses études.

Par ailleurs, EDF a apporté un éclairage probabiliste sur les risques, en cas d'explosion, de fusion du cœur ou de découverture des assemblages de combustible entreposés en piscine, ainsi que de rejets.

5.2.11.2.1 Risques d'explosion d'origine interne dans les locaux de l'îlot nucléaire

Pour l'îlot nucléaire, le principal risque d'explosion concerne les circuits contenant des gaz hydrogénés ainsi que les procédés dégageant du dihydrogène (batteries notamment).

EDF a vérifié qu'une explosion survenant dans les locaux présentant un risque de formation d'atmosphère explosible :

- ne remet pas en cause la réalisation d'une fonction de sûreté en raison de la perte des équipements situés dans la zone de dommage ;
- ne met pas en communication deux volumes de feu de sûreté.

Risque d'explosion lié aux circuits contenant des gaz hydrogénés

Un local traversé par des circuits contenant des gaz dont la concentration en dihydrogène est supérieure à la limite inférieure d'explosivité (LIE) de ce gaz présente un risque potentiel d'explosion. En effet, des fuites de dihydrogène peuvent se produire au niveau, ou en dehors, des singularités à caractère démontable de ces circuits. Ces circuits sont également susceptibles d'être agressés par un séisme, un choc, une rupture de tuyauterie haute énergie (RTHE)⁴⁶ ou un incendie.

⁴⁶ Les tuyauteries à haute énergie (THE) sont les tuyauteries véhiculant les fluides ayant une pression supérieure ou égale à 20 bar ou une température supérieure ou égale à 100 °C.

Par ailleurs, il existe un risque de transfert d'une atmosphère explosible depuis le local dans lequel se produit le dégagement de dihydrogène vers d'autres locaux, en raison des inétanchéités des parois et des gaines de ventilation. EDF a donc identifié les locaux dans lesquels une atmosphère explosible est susceptible de se former en raison de ces transferts. En particulier, pour les gaines de ventilation, EDF conclut que ces risques sont maîtrisés par les dispositions existantes de prévention du risque d'ignition d'une atmosphère explosible (présence de matériels qualifiés pour éviter une telle ignition, gaines de ventilation reliées à la terre), à l'exception des chaînes de mesure de la radioactivité dans les gaines de ventilation. EDF s'est donc engagée à réaliser une modification visant à couper l'alimentation électrique de ces chaînes de mesure en cas de détection de dihydrogène.

EDF a identifié des locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires et du bâtiment d'exploitation dans lesquels une explosion, suite à une fuite sur une singularité, présente un risque pour la sûreté des installations. EDF prévoit de mettre en œuvre, dans certains de ces locaux, une condamnation d'exploitation au niveau des singularités démontables des circuits hydrogénés afin d'éviter leur retrait erroné. De plus, EDF valorise le nouveau circuit d'injection d'eau appartenant au « noyau dur » (SEG) dans le cas où une explosion dans un groupe de locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires conduirait à la défaillance du système de réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible. Ce point est développé dans le paragraphe dédié à la réévaluation de la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible (paragraphe 5.4). Pour les circuits hydrogénés reliés au pressuriseur, EDF précise qu'ils ne sont pas endommagés en cas de « séisme événement » ou de rupture de tuyauterie à haute énergie (RTHE). Compte tenu de l'ensemble de ces dispositions, EDF conclut que, pour les réacteurs de type CPY, les dispositions de prévention de la formation ou de l'ignition des atmosphères explosibles sont suffisantes et qu'aucune modification supplémentaire n'est nécessaire.

Par ailleurs, EDF a identifié les situations pouvant conduire à la formation d'une atmosphère explosible à l'intérieur des circuits hydrogénés et susceptibles de conduire à des défaillances de cause commune d'équipements assurant de manière redondante une même fonction de sûreté. Parmi ces situations, EDF a examiné les situations de fréquence d'occurrence supérieure à 10^{-6} par an et par réacteur et pouvant conduire à la fusion du cœur et a défini des modifications matérielles visant à prévenir ces situations (scénario d'arrivée d'air dans un réservoir de gaz du circuit de traitement des effluents gazeux en provenance des dégazeurs du système de traitement des effluents du circuit primaire, risque d'alimenter en dihydrogène le réservoir de gaz du système de contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire principal alors que ce réservoir contient de l'air).

EDF a de plus élaboré une méthodologie permettant d'évaluer les conséquences pour la sûreté nucléaire d'une explosion liée à un dégagement anormal de dihydrogène en dehors des singularités à caractère démontable des circuits hydrogénés. EDF a appliqué cette méthode aux locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires. Pour les réacteurs de type CPY, EDF conclut que, pour la plupart des locaux, l'explosion liée à un dégagement anormal de dihydrogène n'a pas de conséquence pour la sûreté et, pour les autres locaux, que des dispositions existantes (par exemple, un volume important des locaux permettant de diluer les fuites, la présence de dihydrogène fortement dilué dans les circuits, des tuyauteries en acier inoxydable, peu sensibles aux chocs, à la corrosion ou à la fatigue vibratoire) permettent de limiter le risque de formation d'une atmosphère explosible et donc le risque de perte d'une fonction de sûreté. En revanche, pour ce qui concerne les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, EDF a identifié des locaux dans lesquels un dégagement anormal de dihydrogène en dehors des singularités est susceptible de conduire à des défaillances de cause commune. EDF indique qu'elle s'assurera que les modalités de contrôle périodique des circuits hydrogénés en acier noir de ces locaux sont adaptées.

La rupture d'une tuyauterie sous séisme peut conduire à des fuites plus importantes que les fuites envisagées en dehors des singularités. Avant le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a évalué la tenue au séisme majoré de sécurité des circuits hydrogénés. Dans les locaux situés en dehors du bâtiment du réacteur, EDF a procédé aux renforcements nécessaires. En ce qui concerne le bâtiment du réacteur, EDF s'est fondée sur des critères qualitatifs (volumes de dilution importants, forte ventilation du bâtiment et conception spécifique des circuits hydrogénés) pour écarter le risque de formation d'une atmosphère explosible en cas de séisme.

Risque dans les locaux des batteries

Les batteries produisent du dihydrogène lors de leur phase de charge. Une ventilation secourue électriquement, dont le fonctionnement est surveillé, permet d'éviter la formation d'une atmosphère explosible en limitant l'accumulation de gaz hydrogénés. EDF s'est engagée à renforcer la tenue sismique de la ventilation de ces locaux.

EDF a identifié un local de batteries pour lequel l'efficacité des dispositions permettant d'éviter la formation d'une atmosphère explosible en cas de défaillance de sa ventilation est insuffisante. EDF a donc prévu une modification visant à limiter l'accumulation de gaz hydrogénés dans ce local en y installant un recombineur autocatalytique passif d'hydrogène.

5.2.11.2.2 *Risque d'explosion en dehors des locaux de l'îlot nucléaire*

En dehors de l'îlot nucléaire, les principaux risques d'explosion concernent la salle des machines, les parcs à gaz, les galeries techniques et réseaux véhiculant du dihydrogène situés en façade des bâtiments, ainsi que, pour les sites en bord de mer, le local d'électrochloration des stations de pompage⁴⁷.

Risque d'explosion lié à la salle des machines, aux galeries techniques et aux caniveaux

L'alternateur situé dans la salle des machines est refroidi par du dihydrogène. EDF a évalué les conséquences d'une explosion survenant à la suite d'une vidange totale du dihydrogène contenu dans cet équipement. Ces études concluent qu'une explosion du jet de dihydrogène n'est pas de nature à produire un niveau de surpression remettant en question la stabilité de la salle des machines. Par ailleurs, elle estime qu'un scénario d'explosion d'une nappe de dihydrogène n'affecterait pas de cible de sûreté.

EDF a également évalué les conséquences pour la sûreté d'une explosion survenant dans les galeries techniques et les caniveaux dans lesquels circulent des tuyauteries véhiculant du dihydrogène. EDF conclut que le risque d'explosion lié à ces installations est maîtrisé. De ce fait elle estime qu'aucune modification n'est nécessaire.

Risque d'explosion lié aux parcs à gaz

EDF a étudié les conséquences potentielles d'un séisme, de projectiles induits par un vent extrême et d'un incendie pouvant porter atteinte aux bouteilles de dihydrogène stockées au niveau des parcs à gaz et donc conduire à un risque d'explosion. À la suite de son analyse, EDF prévoit des modifications dans le cadre du réexamen visant à :

- limiter les quantités de gaz stocké ;
- créer un parc dédié au stockage d'azote ;
- éloigner les stockages de gaz des cibles de sûreté susceptibles d'être agressées par une explosion et définir une nouvelle implantation adaptée vis-à-vis des effets potentiels d'une explosion ;
- garantir la résistance au séisme des parcs à gaz ;
- mettre en place des protections nécessaires vis-à-vis du risque de projectiles, d'incendie, ou de rupture de tuyauterie à haute énergie (RTHE).

⁴⁷ L'électrochloration est un procédé d'électrolyse permettant de désinfecter l'eau de circulation (eau de mer) avant son passage dans les échangeurs RRI/SÉC. Ce procédé permet d'éviter la prolifération de la flore et de la faune marines dans les circuits véhiculant de l'eau de mer. Ce procédé produit du dihydrogène.

De plus, EDF a évalué, en tenant compte de ces modifications, les conséquences pour la sûreté des installations d'une explosion au niveau des parcs à gaz et d'une explosion de vapeur de l'évaporateur d'azote. EDF conclut que les risques liés à ces situations sont maîtrisés en raison de l'éloignement des cibles de sûreté.

Risque d'explosion lié au procédé d'électrochloration

Le procédé d'électrochloration, nécessaire aux stations de pompage des centrales nucléaires situées en bord de mer, entraîne une production de dihydrogène par réaction d'électrolyse. EDF a étudié les différents scénarios d'agression (à savoir un séisme, des projectiles induits par un vent extrême, un impact de foudre et un incendie) susceptibles de porter atteinte à ce procédé et donc de provoquer un dégagement de dihydrogène.

En réponse aux demandes de l'ASN [76], EDF a démontré qu'un incendie, des projectiles induits par un vent extrême ou un impact de foudre provoqueraient l'arrêt automatique du procédé d'électrochloration, ce qui permet de prévenir le risque de formation d'une atmosphère explosive. En tout état de cause, si le procédé ne s'arrête pas, EDF conclut que les effets de surpression et les projectiles émis en cas d'explosion du local abritant ce procédé ne sont pas en mesure d'endommager les cibles de sûreté.

Risque d'explosion consécutif à l'impact de la foudre

Outre le local abritant le procédé d'électrochloration, EDF a vérifié que la salle des machines, le parc à gaz, ainsi que les galeries techniques et caniveaux dans lesquels cheminent des réseaux véhiculant du dihydrogène sont conçus pour faire face à la foudre et que ce phénomène ne peut donc pas être à l'origine d'une explosion.

5.2.11.2.3 Application d'un aggravant dans les études relatives à l'explosion

L'application d'un aggravant sur les dispositions actives de maîtrise des risques liés à l'explosion met en évidence la nécessité de modifications. En effet, EDF conclut que la détection de dihydrogène, qui permet notamment de déclencher des actions de coupure de l'alimentation en dihydrogène ou de l'alimentation électrique des matériels afin d'empêcher l'ignition d'une atmosphère explosible, est à doubler afin d'assurer la réalisation de ces actions. Par ailleurs, en ce qui concerne les locaux des batteries, EDF postule, au titre de l'aggravant, la défaillance de la surveillance du débit des ventilations permettant de mettre en œuvre des dispositions de maîtrise des risques liés à l'explosion en cas de détection d'un débit insuffisant. EDF conclut que la mise en œuvre d'une détection de dihydrogène dans les locaux des batteries est nécessaire pour assurer le déclenchement de ces dispositions.

En ce qui concerne les dispositions statiques de maîtrise des risques liés à l'explosion, EDF a identifié des portes coupe-feu non asservies dont le maintien à l'état fermé est à fiabiliser afin d'éviter la propagation d'une atmosphère explosible d'un local à un autre. EDF s'est donc engagée à réaliser des modifications pour détecter⁴⁸ leur maintien prolongé en position ouverte. De plus, EDF a identifié des conduits de ventilation et des dispositifs de protection de tuyauteries véhiculant des gaz hydrogénés qui doivent faire l'objet d'un suivi en exploitation renforcé (définition d'un programme de maintenance, d'une périodicité de contrôle...).

Par ailleurs, afin d'améliorer la maîtrise des travaux dans les locaux présentant un risque de formation d'atmosphère explosible et de maintenir la qualification des matériels qui y sont installés contre le risque d'ignition, EDF a prévu d'imposer une habilitation adaptée à tous les intervenants.

⁴⁸ La liste des portes coupe-feu, dont le maintien en position fermée doit être fiabilisé, n'est pas la même que celle retenue à l'égard des risques d'incendie.

5.2.11.2.4 *Prise en compte du délai avant la première intervention des opérateurs*

EDF a étudié les actions à réaliser par les opérateurs, en salle de commande et en local, pour protéger l'installation en cas de formation d'une atmosphère explosible : des actions ne sont nécessaires qu'en cas d'accumulation de dihydrogène dans les locaux des batteries. EDF n'a pas identifié d'effet falaise en cas de prise en compte du délai avant la première intervention des opérateurs retenu pour le réacteur EPR de Flamanville.

5.2.11.2.5 *Éclairage probabiliste*

EDF a évalué le risque de fusion du cœur, ou de découverture des assemblages de combustible entreposés en piscine, en cas d'explosion. Ces évaluations probabilistes sont présentées de façon générale au paragraphe 5.7.1.2.3. Les valeurs obtenues pour le risque de fusion du cœur sont de $3,4 \cdot 10^{-6}$ par an et par réacteur. Pour les piscines, le risque de découverture des assemblages est de $1 \cdot 10^{-9}$ par an et par réacteur.

Ces valeurs tiennent compte de nouvelles règles de conduite spécifiques aux locaux des batteries en cas de détection de dihydrogène dans ces locaux, permettant de réduire la probabilité d'occurrence d'une explosion en prévenant la formation d'une atmosphère explosible. Par ailleurs, EDF s'est engagée à améliorer la fiabilité des alimentations électriques des ventilations des locaux des batteries. De plus, dans l'un de ces locaux, EDF prévoit l'installation d'un recombineur autocatalytique passif d'hydrogène.

Ces études ont également permis à EDF d'identifier les locaux et les dispositions de protection contre l'explosion les plus sensibles en cas d'explosion.

5.2.11.3 *Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen*

EDF a proposé une démarche structurée de prise en compte du risque d'explosion d'origine interne. De plus, elle a intégré à ses études les risques liés à un dégagement anormal de dihydrogène en dehors des singularités à caractère démontable des circuits contenant des gaz hydrogénés, à une explosion d'origine interne aux circuits contenant des gaz hydrogénés et aux transferts d'une atmosphère explosible entre locaux. L'ASN considère que ces évolutions constituent des avancées significatives pour la maîtrise des risques associés aux explosions. En effet, la démarche d'EDF était jusqu'à présent uniquement fondée sur des dispositions de prévention de formation et d'ignition des atmosphères explosibles.

Lors du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, les études réalisées par EDF ont permis d'évaluer les conséquences d'une explosion pour la sûreté des installations en considérant, conformément à l'approche de défense en profondeur, que certaines explosions surviennent malgré les dispositions de prévention. Ces études ont permis d'identifier les cas d'explosion susceptibles de conduire à la perte de moyens redondants.

EDF a ainsi identifié des mesures permettant de renforcer les dispositions de prévention des risques liés à l'explosion dans les locaux des batteries et dans certains locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires et du bâtiment d'exploitation dans lesquels la survenue d'une explosion d'origine interne présente un risque pour la sûreté des installations.

Dans certains locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires et du bâtiment d'exploitation, EDF n'a pas défini de disposition complémentaire pour réduire les risques alors qu'une explosion dans ces locaux conduirait à la perte d'équipements redondants ou, pour des explosions faisant suite à des fuites hors singularité, à des effets à l'extérieur du local. L'ASN considère que, pour ces locaux, EDF doit compléter son analyse afin d'identifier, pour les explosions susceptibles de conduire à la perte d'une fonction de sûreté, les situations pour lesquelles la disponibilité des équipements nécessaires à l'atteinte et au maintien de l'état sûr du réacteur n'est pas assurée et proposer, en fonction des enjeux, des dispositions complémentaires de prévention des explosions ou de limitation de leurs conséquences. À l'issue de l'instruction EDF s'est engagée à réaliser une telle étude lorsque le nombre de locaux affectés par l'incendie induit par l'explosion reste limité et, pour les autres locaux, à mettre en place des dispositions permettant de réduire les risques. En fonction des enjeux pour la sûreté, ces dispositions devront s'appuyer sur des moyens ne reposant pas uniquement sur des contrôles visuels.

Compte tenu des enjeux, l'ASN encadre ces études par la prescription [AGR-G] [48].

L'ASN considère par ailleurs qu'EDF doit compléter ses études relatives aux risques d'explosion d'origine interne, pour évaluer, de manière quantifiée, les risques de formation d'une atmosphère explosible dans le bâtiment du réacteur, y compris en cas de survenue d'un séisme, en étudiant les phénomènes susceptibles de se produire à proximité des fuites considérées.

Ce point fait l'objet de la prescription [AGR-E] de l'ASN [48].

En outre, l'ASN considère que l'application par EDF d'un aggravant aux études d'explosion permet d'améliorer sensiblement la sûreté des installations. En effet, cette démarche a permis d'identifier les dispositions de maîtrise des risques liés à l'explosion les plus sensibles et EDF s'est engagée à les fiabiliser. Toutefois, EDF n'a pas identifié les équipements dont la défaillance lors de la survenue de l'agression conduirait à un effet falaise. Par ailleurs, l'ASN considère qu'EDF doit définir des exigences de suivi en exploitation des dispositifs complémentaires permettant d'assurer le maintien en position fermée des portes coupe-feu les plus sensibles. **Ces points font l'objet de la prescription [AGR-G] de l'ASN [48].**

Les études relatives à la prise en compte d'un aggravant sur les dispositions de protection statiques, transmises tardivement, feront l'objet d'une instruction ultérieure.

Enfin, à l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a réalisé des études probabilistes de sûreté permettant d'évaluer le risque de fusion du cœur, ou de découverture des assemblages de combustible entreposés en piscine, faisant suite à une explosion. L'ASN considère que cet éclairage probabiliste a permis d'améliorer significativement la sûreté des installations. En effet, EDF a identifié les locaux et les dispositions les plus sensibles à cette agression. De plus, EDF a prévu, dans les locaux des batteries, de renforcer et de fiabiliser les ventilations, de mettre en œuvre un dispositif de détection de dihydrogène et de modifier les conditions d'exploitation de ces locaux. Pour l'un des locaux des batteries, EDF prévoit l'installation d'un recombineur autocatalytique passif d'hydrogène.

5.2.12 Risques associés aux inondations d'origine interne et aux ruptures de tuyauterie à haute énergie (RTHE)

Les sources d'inondation d'origine interne sont étudiées sur l'ensemble de l'installation nucléaire. Dans les études, ces inondations ont pour origine :

- la rupture ou la présence d'une fissure traversante sur une tuyauterie ;
- l'aspersion par les systèmes fixes ou mobiles de protection contre l'incendie ;

- l’aspersion, y compris intempestive, par le système d’aspersion d’eau dans l’enceinte utilisé pour limiter la montée en pression dans le bâtiment du réacteur dans certaines situations accidentelles ;
- la vidange des capacités contenant un fluide (bâches, réservoirs, ...) susceptible de se déverser, y compris de la quantité de fluide apportée par les systèmes d’appoint.

Les études relatives aux inondations d’origine interne et aux défaillances de tuyauterie ont pour objectif de s’assurer que ces deux agressions n’empêchent pas l’atteinte et le maintien de l’état sûr du réacteur et de la piscine d’entreposage du combustible, quelle que soit la situation de fonctionnement normal dans laquelle se trouvent le réacteur et la piscine lorsque survient l’agression. En pratique, cela revient à vérifier que l’agression ne conduit pas à un risque de mode commun sur les matériels permettant, de manière redondante, l’atteinte et le maintien de l’état sûr, ainsi que sur leurs fonctions supports (distribution électrique, contrôle-commande, ventilation, refroidissement...).

5.2.12.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a réévalué les risques associés aux inondations d’origine interne et à la défaillance de tuyauteries en étudiant les conséquences de la prise en compte d’un aggravant, ainsi que la sensibilité des études aux délais considérés avant la première intervention des opérateurs (voir paragraphe 5.2.2). Cette réévaluation répond à une demande de l’ASN (SUR n° 30 [6]), formulée au cours de la phase d’orientation du réexamen.

Par ailleurs, le réexamen doit permettre de vérifier le caractère acceptable du déversement simultané des réservoirs non dimensionnés au séisme, en prenant en compte les effets de la propagation d’une telle inondation depuis les réservoirs jusqu’aux niveaux inférieurs des bâtiments.

5.2.12.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

En réponse à la demande de l’ASN (SUR n° 30 [6]), EDF a transmis sa méthodologie pour l’analyse des inondations d’origine interne et les défaillances de tuyauteries. Elle consiste à :

1. déterminer dans chaque local de la centrale nucléaire les différentes sources d’inondation possibles ;
2. définir les effets induits par les défaillances de tuyauteries (jet, fouettement, ambiance dégradée) ;
3. définir les hypothèses de défaillance (type de brèche, de débit...) selon le type de tuyauterie ;
4. calculer le volume d’eau déversé dans le local (compte tenu des caractéristiques de la fuite) jusqu’à la détection et l’isolement de la fuite. Le délai pris en compte dans les études entre la détection de la fuite en salle de commande et son isolement est de 20 min lorsque les actions d’isolement sont réalisées à partir de la salle de commande et de 35 min lorsque ces actions sont réalisées en local. Ce délai intègre la recherche de la fuite (diagnostic) et le temps nécessaire à son isolement ;
5. identifier les équipements perdus dans ce local (par aspersion, immersion...) ;
6. considérer les voies de propagation de l’inondation possibles et identifier les équipements perdus au cours de la propagation de l’inondation ;
7. vérifier que la perte d’équipements assurant, de façon redondante, une même fonction de sûreté ne remet pas en cause la capacité à atteindre puis maintenir le réacteur et la piscine dans un état sûr.

De nombreuses études ont été réalisées par EDF concernant le risque d’inondation d’origine interne et de défaillance de tuyauteries pour ce réexamen périodique. Elles intègrent l’analyse des conséquences de l’inondation supplémentaire induite par la rupture d’une tuyauterie véhiculant du liquide qui serait

agressée par les effets de la rupture d'une tuyauterie à haute énergie. L'inondation induite prise en compte par EDF est celle générant le volume d'eau supplémentaire le plus pénalisant. Ces études prennent également en compte un aggravant sur les organes d'isolement et de détection.

La nouvelle méthodologie d'EDF a été appliquée sur les différents bâtiments des centrales nucléaires à l'exception du bâtiment du réacteur. EDF n'a pas réalisé de nouvelle étude pour le bâtiment du réacteur, compte tenu de la séparation physique existante des matériels cibles et de la présence de dispositifs anti-fouettement. EDF met également en avant le fait que l'inondation majorante dans ce bâtiment découle d'une rupture du circuit primaire et que, pour cette situation, aucun matériel nécessaire pour assurer l'atteinte et le maintien du réacteur à l'état d'arrêt sûr ne peut être immergé. Au cours de l'instruction, EDF s'est toutefois engagée à réaliser cette étude pour prendre en compte les risques d'inondation induite par une rupture de tuyauterie à haute énergie.

EDF a également étudié le déversement simultané des réservoirs non dimensionnés au séisme, comme demandé par l'ASN.

Au cours de la réalisation de ces études, EDF a identifié plusieurs modifications nécessaires afin de réduire les risques de perte de matériels redondants et les risques de rejets d'effluents vers l'extérieur :

- le calfeutrement de certaines traversées pour garantir leur étanchéité et permettre d'assurer le confinement des effluents ;
- le remplacement de certains coffrets électriques par des matériels présentant une étanchéité accrue pour les protéger en cas d'aspersion ;
- l'application de nouvelles exigences d'étanchéité à des trémies dites « mécaniques » (pour les passages de tuyauteries) et « électriques » (pour les passages de câbles) afin de limiter certaines inondations à une seule voie de sûreté ;
- le remplacement de certains matériels électriques pour les rendre résistants à l'aspersion.

EDF s'est également engagée au cours de l'instruction à apporter des justifications et des précisions sur différents aspects de sa méthodologie.

Éclairage probabiliste

En complément de ces études, EDF a réalisé des études probabilistes de sûreté. Ces études sont décrites dans le paragraphe dédié (paragraphe 5.7).

EDF a ainsi évalué le risque de fusion du cœur, ou de découvrage des assemblages de combustible entreposés en piscine, en cas d'inondation d'origine interne. Les valeurs obtenues pour le risque de fusion du cœur sont de $6,2 \cdot 10^{-6}$ par an et par réacteur à l'issue du troisième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, et de $2,1 \cdot 10^{-6}$ par an et par réacteur en considérant les modifications prévues pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs dont le « noyau dur ». Pour les piscines d'entreposage du combustible, le risque de découvrage des assemblages est de $5,8 \cdot 10^{-10}$ par an et par réacteur, en considérant la mise en œuvre du « noyau dur » et le déploiement des moyens de la force d'action rapide du nucléaire (FARN).

À la suite de ces études, EDF a prévu l'installation de siphons de sol dans les locaux contenant les tableaux électriques de la voie B, permettant d'évacuer le débit passant par le jeu sous la porte située entre les deux voies de sûreté.

EDF ne prévoit pas de modification de l'installation à l'égard du risque d'inondation d'origine interne pour la piscine d'entreposage du combustible.

Par ailleurs, EDF a évalué la fréquence des situations de rejet important de radioéléments dans l'environnement, à la suite d'une inondation d'origine interne conduisant à un accident avec fusion du cœur. EDF conclut que les conséquences de cette agression sur les matériels nécessaires à la gestion des accidents avec fusion du cœur sont acceptables.

5.2.12.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a introduit des évolutions méthodologiques pour l'étude des risques associés aux inondations d'origine interne et aux défaillances de tuyauterie. L'étude intègre désormais l'analyse des conséquences de l'inondation induite par la rupture d'une tuyauterie véhiculant un liquide et agressée par les effets d'une rupture de tuyauterie à haute énergie (elle-même susceptible de générer une inondation). La méthodologie précédemment utilisée considérait la rupture de toutes les tuyauteries agressées par les effets d'une rupture de tuyauterie à haute énergie. Néanmoins, au vu du retour d'expérience français et international et des conclusions de plusieurs travaux de recherches français et internationaux, cette méthodologie était fortement pénalisante. Les nouveaux calculs présentés par EDF sont plus complets. L'effet d'un aggravant dans les études est également considéré.

Ces évolutions contribueront à améliorer notablement la démonstration de sûreté des installations.

5.2.12.3.1 Méthodologie

La méthodologie retenue pour le quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe diffère de celle retenue pour le réacteur EPR de Flamanville sur certains points. Pour le réacteur EPR, la hauteur d'eau dans chaque local est calculée par pas de temps en fonction des différents débits entrants et sortants tout en prenant en compte, au fur et à mesure, les différents isollements. Pour les réacteurs de 900 MWe, le volume total d'eau résultant de l'inondation est supposé se déverser de manière instantanée dans la zone semi-étanche⁴⁹ et est réparti au prorata de la surface dans les locaux situés à l'interface horizontalement et verticalement. Cette méthode de calcul, simplifiée, de la hauteur d'eau est peu réaliste et présente des avantages et des inconvénients. Par exemple, cette méthode ne permet pas de vérifier si l'inondation se propage préférentiellement vers un local plutôt qu'un autre. En revanche, elle maximise la hauteur d'eau dans la zone semi-étanche. De plus, EDF considère que tous les matériels sont perdus dès lors que l'eau atteint 15 cm de hauteur dans un local, ce qui est une hypothèse pénalisante.

L'ASN considère que la méthodologie d'EDF présente des hypothèses qui permettent de traiter les risques liés à l'inondation de façon suffisamment conservatrice. Néanmoins, cette méthodologie appelle les remarques suivantes.

Hypothèses retenues pour la défaillance des tuyauteries

Contrairement aux hypothèses retenues pour le réacteur EPR de Flamanville, EDF ne postule pas de défaillance sur les tuyauteries d'un diamètre inférieur à 25 mm, ce qui n'est pas cohérent avec le retour d'expérience d'exploitation. EDF s'est engagée à analyser les conséquences en termes d'inondation d'origine interne de la défaillance de lignes de purge de diamètre inférieur ou égal à 25 mm en supposant une vanne de purge laissée ouverte.

Concernant les tuyauteries à moyenne énergie⁵⁰, l'ASN rappelle l'importance du suivi de ces tuyauteries non classées de sûreté⁵¹. Une demande en ce sens a été formulée par l'ASN en 2019 [77].

Hypothèses relatives à l'étanchéité des traversées

À la suite de l'instruction, EDF s'est engagée à ajouter un classement de sûreté à l'ensemble des traversées de plancher ou de voile valorisées dans les études comme robustes à une charge d'eau de 15 cm et pour lesquelles l'effacement n'a pas été considéré. L'ASN considère cette action satisfaisante.

⁴⁹ La zone semi-étanche est la zone comprenant le local dans lequel survient l'inondation et les locaux directement reliés sans séparation physique (par exemple, existence d'ouverture sans porte, ni trémie étanche entre les deux locaux). L'inondation est considérée dans un premier temps uniquement sur cette zone d'étalement afin d'y maximiser la hauteur d'eau.

⁵⁰ Les tuyauteries de moyenne énergie (TME) sont les tuyauteries véhiculant des fluides ayant une pression inférieure à 20 bar et une température inférieure à 100 °C.

⁵¹ Une tuyauterie classée fait notamment l'objet d'exigences spécifiques de suivi en exploitation.

Dispositions d'écoulement valorisées (avaloirs, siphons)

Au cours de l'instruction, EDF a indiqué qu'elle développe un programme d'essais permettant de s'assurer du bon écoulement des avaloirs et des siphons de sol valorisés dans les études d'inondation d'origine interne. L'ASN considère cette démarche positive, compte tenu des observations formulées lors de ses inspections. En fonction des résultats de ces essais, EDF devra se réinterroger sur le caractère suffisant des exigences qu'elle applique à ces systèmes. Ce point a fait l'objet d'une demande de l'ASN [77].

Effets induits par les défaillances de tuyauteries

EDF a proposé une nouvelle méthodologie pour considérer l'impact du fouettement des tuyauteries à haute énergie sur les équipements environnants. Cette nouvelle méthodologie s'appuie sur le fait que les effets de fouettement et de débattement, sur certaines tuyauteries à haute énergie dont la température est inférieure ou égale à 100 °C, peuvent se limiter à quelques centimètres seulement. EDF utilise cette méthodologie dans certaines études d'inondation d'origine interne, ce qui a pour effet de limiter la hauteur d'eau maximale atteinte dans certains locaux ou d'exclure des situations d'agression susceptibles de conduire à des pertes de fonctions de sûreté. Cette méthodologie a été transmise tardivement à l'ASN et sera instruite dans un cadre dédié.

Délais de détection, de diagnostic et d'isolement d'une inondation d'origine interne

Le délai total pris en compte dans les études d'inondation d'origine interne pour la détection, le diagnostic et l'isolement d'une fuite est important dans la mesure où il détermine, dans la plupart des cas, le volume d'eau qui sera déversé dans les locaux. Dans les études, ces délais sont les mêmes, quels que soient les initiateurs et scénarios d'inondation considérés et quel que soit le nombre de vannes à actionner pour arrêter l'inondation. Or, pour aucun des scénarios d'inondation, EDF n'a justifié la capacité des opérateurs à réaliser les étapes de diagnostic et d'isolement dans les délais impartis de 20 et 35 minutes à partir du moment où l'inondation est détectée en salle de commande (la détection est, dans la plupart des cas, associée à l'atteinte d'un certain niveau d'eau dans les puisards). En cas de dépassement de ces délais, le volume déversé dans les locaux serait plus important, entraînant potentiellement une phase de propagation impactant plus de locaux et donc plus de matériels. La hauteur d'eau dans les différents locaux inondés pourrait également être plus importante.

Les constats faits par l'ASN lors d'inspections montrent que les opérateurs en salle de commande ne disposent pas toujours de documents de conduite permettant d'aider au diagnostic et d'identifier les organes à manœuvrer pour réaliser l'isolement d'une inondation d'origine interne. Par ailleurs, lors de certaines inondations d'origine interne survenues récemment sur les réacteurs en fonctionnement⁵², les délais pour diagnostiquer l'origine de la fuite et l'isoler ont été nettement supérieurs à ceux retenus par EDF dans les études. L'ASN considère qu'EDF doit mettre l'accent sur l'aide au diagnostic, la formation et la sensibilisation du personnel dans ce domaine.

Dans le cadre de ce réexamen, EDF a également examiné la sensibilité des études d'inondation d'origine interne des réacteurs de 900 MWe aux délais considérés dans les études du réacteur EPR de Flamanville (à savoir, à partir de la localisation de la fuite, 30 min lorsque les actions d'isolement sont réalisées à partir de la salle de commande et une heure lorsque ces actions sont réalisées en local, voir paragraphe 5.2.2). Cette étude de sensibilité, réalisée pour un échantillon de dix locaux, conclut que, à l'exception d'un local

⁵² Par exemple :

- fuite survenue dans la centrale nucléaire du Blayais en septembre 2012 isolée 1 h 56 min après l'apparition de l'alarme ;
- fuite survenue dans la centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux en septembre 2017, due à la fermeture incomplète d'une vanne par un intervenant, isolée en 45 min alors que l'intervenant savait dans quel local aller et sur quel organe agir ;
- fuite survenue dans la centrale nucléaire de Gravelines en janvier 2016, isolée en 3 h 15 min après apparition de l'alarme.

pour lequel la prise en compte d'un volume d'eau déversé plus important conduit à des exigences renforcées pour garantir la tenue des trémies, la prise en compte du délai du réacteur EPR n'a aucune conséquence sur les analyses des études d'inondation d'origine interne. Toutefois, l'échantillon des dix locaux analysés ayant été jugé trop faible, EDF a transmis en 2020 une étude de sensibilité complémentaire. Cette étude n'a pas fait l'objet d'une analyse de l'ASN dans le cadre du présent rapport.

De façon générale, l'ASN considère qu'EDF n'a pas apporté les éléments suffisants pour démontrer la capacité des opérateurs à isoler les fuites dans les délais considérés dans les études de sûreté relatives au risque d'inondation d'origine interne.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à vérifier l'absence d'effet falaise du fait de l'allongement des durées forfaitaires considérées pour l'isolement de fuite en cas d'inondation d'origine interne, en les majorant d'une heure lorsque la détection de l'inondation est réalisée par le suivi des niveaux dans les puisards, afin de tenir compte d'un temps supplémentaire pour identifier l'origine de la fuite. De plus, EDF s'est engagée à proposer des dispositions organisationnelles ou documentaires pour faciliter le traitement de ce type d'événement.

5.2.12.3.2 Prise en compte de l'aggravant

Concernant les équipements actifs nécessaires à la détection ou à l'isolement d'une fuite entraînant une inondation d'origine interne, EDF a considéré un aggravant conduisant à maximiser le volume d'eau, ce qui est satisfaisant.

En revanche, contrairement aux études du réacteur EPR de Flamanville qui considèrent un aggravant sur les vannes manuelles et sur les vannes motorisées, EDF n'a pas retenu d'aggravant sur les vannes manuelles au motif de leur grande fiabilité. Au cours de l'instruction, EDF s'est engagée à identifier les vannes manuelles dont la défaillance a un impact notable sur la sûreté et à assurer à ces équipements un niveau d'exigences renforcé. Une nouvelle étude a donc été transmise en septembre 2019 qui identifie deux vannes manuelles pour lesquelles les exigences de suivi en exploitation seront renforcées. Compte tenu de ces éléments, l'ASN considère que l'absence de prise en compte d'un aggravant sur les vannes manuelles est acceptable dans le cadre d'un premier exercice.

Concernant les équipements passifs valorisés dans les études d'inondation d'origine interne tels que les siphons de sol ou les traversées étanches, EDF ne leur applique pas non plus d'aggravant du fait de leur grande fiabilité. L'ASN considère que l'absence d'aggravant sur les trémies étanches est acceptable dans le cadre d'un premier exercice. Concernant les siphons de sol, EDF a identifié les siphons dont la défaillance conduirait à des conséquences notables sur l'installation. Elle a proposé, pour les siphons présentant des enjeux particuliers, la mise en place de siphons supplémentaires, ce qui est satisfaisant.

5.2.12.3.3 Déclinaison de la méthodologie retenue pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe

Dans le cadre des études relatives aux voies de propagation des inondations, EDF a effectué des analyses concernant la stabilité du génie civil à la charge d'eau en cas d'inondation d'origine interne :

- pour l'îlot nucléaire, EDF considère que les trémies ou les portes céderont avant les structures de génie civil en cas d'hauteur d'eau importante ;
- pour l'îlot conventionnel, EDF analyse la stabilité à la charge d'eau du voile de séparation entre les deux voies de sûreté des puits du circuit d'eau brute secouru pour les sites du Tricastin et du Bugey dont les configurations sont considérées par EDF pénalisantes par rapport à celles des autres sites.

L'ASN considère que la vérification de la stabilité des voiles effectuée par EDF (liée à l'effacement des portes et des trémies) est acceptable pour l'îlot nucléaire de l'ensemble des sites et pour l'îlot conventionnel des sites du Tricastin et du Bugey. En revanche, le caractère transposable de la

démonstration de la stabilité des voiles de séparation des puits du circuit d'eau brute secouru de l'îlot conventionnel aux autres sites n'a pas été justifié. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Pour six locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires des réacteurs de type CPY, l'étude a mis en évidence qu'une inondation d'origine interne peut conduire à une situation de perte totale de la source froide (situation « H1 ») mais également, pour cinq de ces six locaux, à la perte des matériels nécessaires pour gérer cette situation. À la suite de l'instruction de cette étude, EDF a transmis une analyse complémentaire plus précise, pour les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale nucléaire du Tricastin, qui permet de conclure que les moyens de gestion de la situation « H1 » resteraient disponibles. EDF précise que des analyses similaires seront réalisées pour les autres réacteurs selon un calendrier cohérent avec les visites décennales. L'ASN considère les compléments transmis pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Tricastin satisfaisants. Pour les autres réacteurs, les analyses font l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Concernant l'îlot conventionnel, les études réalisées pour le site du Tricastin sont satisfaisantes.

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, des études similaires à celles réalisées pour les réacteurs de type CPY ont été transmises par EDF. Pour l'îlot conventionnel de la centrale nucléaire du Bugey, les études transmises sont satisfaisantes dans leur ensemble, mais nécessitent certains compléments qui concernent la documentation d'exploitation et les modifications retenues. EDF s'est engagée à transmettre ces compléments, ce qui est satisfaisant. Pour l'îlot nucléaire, la transmission tardive des études n'a pas permis leur instruction dans le cadre de la phase générique du réexamen. Ces études feront l'objet d'une instruction dans un cadre dédié.

Enfin, l'étude de déversement simultané des réservoirs non dimensionnés au séisme prend en compte les effets d'aspersion et d'immersion sur les matériels présents sur tout le cheminement de l'eau jusqu'en fond de bâtiment. Elle vérifie également le confinement des effluents radioactifs. Les siphons de sol et leurs tuyauteries ne sont pas valorisés dans l'étude pour évacuer les effluents, compte tenu de l'absence de tenue sismique de ces matériels. L'ASN considère cette étude satisfaisante.

5.2.12.3.4 Éclairage probabiliste

À l'occasion du quatrième réexamen périodique, EDF a réalisé des études probabilistes de sûreté permettant d'évaluer le risque de fusion du cœur, ou de découverture des assemblages de combustible entreposés dans la piscine, faisant suite à une inondation d'origine interne sur un réacteur de 900 MWe. EDF a également évalué la fréquence des situations de rejet important de radioéléments dans l'environnement, à la suite d'une inondation d'origine interne conduisant à un accident avec fusion du cœur. L'ASN considère que cet éclairage probabiliste a permis d'améliorer significativement la démonstration de sûreté des installations.

En effet, EDF a identifié les locaux et les dispositions les plus sensibles à cette agression et a mis en place des dispositions visant à fiabiliser la maîtrise des risques liés à l'inondation d'origine interne. EDF a en particulier prévu de mettre en œuvre des modifications permettant de réduire notablement le risque de fusion du cœur en cas d'inondation d'origine interne.

EDF s'est engagée à étudier les impacts associés à l'inondation induite par un scénario de vidange de la piscine d'entreposage du combustible, ce qui est satisfaisant.

En ce qui concerne les études probabilistes de niveau 2, les résultats montrent que des dispositifs complémentaires sont nécessaires. En effet :

- un risque de défaillance de cause commune des alimentations électriques et du matériel nécessaire au basculement vers la source électrique d'ultime secours a été identifié. L'ASN considère donc qu'EDF doit mettre en œuvre des dispositions permettant d'éviter cette situation, ce à quoi EDF s'est engagée ;

- une inondation d’origine interne pourrait causer la perte de la mesure de la pression dans le bâtiment du réacteur. Cette mesure permet de déclencher des actions importantes pour la limitation des rejets en situation d’accident avec fusion du cœur. L’ASN considère que les matériels permettant cette mesure doivent donc être protégés des effets d’une inondation d’origine interne. **Ce point fait l’objet de la prescription [AG-C] de l’ASN [48].**

5.2.13 Risques associés aux collisions et chutes de charge

5.2.13.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Pour le quatrième réexamen des réacteurs de 900 MWe, EDF a pris en compte dans la démonstration de sûreté le risque de collisions et de chutes de charge conformément à l’article 3.5 de l’arrêté INB [1]. La démonstration de sûreté comprend les conséquences des collisions et des chutes de charges, la qualité de la conception, de la fabrication, des contrôles en service des engins de manutention et, le cas échéant, les moyens complémentaires de prévention ou de limitation des conséquences de ces chutes de charge.

L’analyse du retour d’expérience a montré que les chutes de charge peuvent survenir même pour des engins de manutention ayant des exigences renforcées tels que le pont polaire. En conséquence, l’ASN a demandé à EDF (SUR n° 42 [6]) d’évaluer « *les conséquences des collisions et des chutes de charges dans le bâtiment du réacteur, y compris pour les charges manutentionnées par le pont polaire* », sans exclure ces événements sur une seule base probabiliste.

5.2.13.2 Synthèse des études réalisées

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a évalué les risques induits par une collision ou une chute de charge selon la méthodologie suivante :

- l’identification des agresseurs potentiels parmi les engins de manutention ;
- l’analyse des dispositions matérielles ou organisationnelles existantes relatives à l’engin de manutention permettant d’exclure ou de prévenir le risque ;
- l’identification des cibles potentiellement impactées par une collision ou une chute de charges au cours d’une manutention ;
- l’analyse fonctionnelle de la perte des cibles identifiées pour étudier les conséquences éventuelles sur le respect des objectifs de sûreté ; une analyse des conséquences radiologiques peut, le cas échéant, être envisagée ;
- si nécessaire, la mise en place d’une parade matérielle ou organisationnelle pour prévenir le risque ou protéger la cible.

Le périmètre de l’étude d’EDF concerne des engins de levage et de manutention pouvant présenter un risque de collision ou de chute de charge impactant des éléments importants pour la protection des intérêts mentionnés à l’article L. 593-1 du code de l’environnement.

5.2.13.3 Position de l’ASN sur l’atteinte des objectifs du réexamen

L’ASN considère que la démonstration de sûreté présentée par EDF pour les bâtiments autres que le bâtiment du réacteur est satisfaisante. Le cas du bâtiment du combustible est traité dans le chapitre relatif à la piscine d’entreposage au paragraphe 5.4.3.5.

En revanche, l’ASN considère qu’EDF doit apporter des compléments concernant les manutentions réalisées dans le bâtiment du réacteur.

L’ASN constate qu’EDF n’a pas étudié les risques de collision en cas d’utilisation du pont polaire. L’ASN considère qu’EDF doit étudier les conséquences des risques de collision lors des opérations de manutention effectuées à l’aide du pont polaire du bâtiment du réacteur. À l’issue de l’instruction, EDF s’est engagée à compléter son étude, ce qui est satisfaisant.

Par ailleurs, la manutention d'une dalle du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) par le treuil principal du pont polaire, dans les situations où le réacteur est chargé d'assemblages de combustible, peut présenter un risque en cas de chute. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à interdire la manutention de cette dalle lorsque le réacteur est chargé, ce qui est satisfaisant.

5.2.14 Risques associés aux autres agressions prises en compte dans la démonstration de sûreté

Les autres agressions qu'EDF doit prendre en considération dans la démonstration de sûreté de ses centrales nucléaires sont listées aux articles 3.5 et 3.6 de l'arrêté INB [1].

En complément des agressions « chutes de charges », « explosions », « incendies » et « inondations d'origine interne » développées dans les paragraphes précédents, il s'agit des agressions d'origine interne suivantes :

- les émissions de projectiles, notamment celles induites par la défaillance de matériels tournants ;
- les défaillances d'équipements sous pression ;
- les interférences électromagnétiques générées dans le périmètre de l'INB ;
- les émissions de substances dangereuses.

Concernant les agressions d'origine externe, en complément des agressions « risques induits par les activités industrielles et les voies de communication », « séisme », « grands chauds » et « inondations d'origine externe » développées dans les paragraphes précédents, il s'agit de :

- la foudre et les interférences électromagnétiques ;
- les grands froids ;
- les agresseurs de la source froide (« plus basses eaux de sécurité » (PBES), prise en glace, ensablement et ensablement des ouvrages de génie civil, frasil, hydrocarbures provenant d'installations fixes ou de navires, arrivée massive de colmatants (AMC) pouvant provenir de la faune, de la flore, d'origine minérale ou d'origine humaine (déchets...)).

5.2.14.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Les objectifs du réexamen pour les agressions traitées dans cette partie consistent en la vérification du caractère suffisant des dispositions de protection et, le cas échéant, en la définition de nouvelles dispositions permettant de faire face aux agressions, en tenant compte du retour d'expérience français et international et, plus généralement, de l'évolution des connaissances et des pratiques. L'ASN a également demandé [6] à EDF de prendre en compte les préconisations de l'association WENRA. Certaines demandes particulières ont également été formulées par l'ASN au moment de la phase d'orientation du réexamen :

- l'intégration, dans l'évaluation des risques associés aux interférences électromagnétiques (IEM) internes, de la norme de compatibilité électromagnétique (norme CEI 61000) ;
- la définition d'une méthodologie complète de prise en compte des risques associés à la foudre ;
- la prise en compte des risques associés aux tempêtes solaires.

Pour les agresseurs de la source froide, les nouvelles règles développées par EDF à la suite de plusieurs événements marquants survenus en 2009 sont applicables à partir de ce réexamen. Ce référentiel et la prise en compte des agresseurs de la source froide ont déjà fait l'objet de plusieurs instructions de l'ASN. À l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF doit donc également répondre aux demandes de l'ASN formulées dans le cadre de ces précédentes instructions.

5.2.14.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

EDF a transmis sa démarche d'évaluation pour chacune des agressions et les dispositions de protection associées. Les aléas réévalués tiennent compte du retour d'expérience, de la veille climatique et des demandes de l'ASN.

Des dispositions de protection complémentaires ont été définies par EDF pour certaines agressions :

- pour la foudre, l'installation de parafoudres ou de paratonnerres, de capotages de chemins de câbles, de raccordements de conducteurs au réseau de terre et le déplacement d'équipements dans des zones ne pouvant être impactées par la foudre ;
- pour les grands froids, une dizaine de modifications matérielles ou de règles d'exploitation, telles que l'ouverture de vannes pour créer des circulations d'eau ou la pose d'isolant ;
- pour le frasil, la mise en place d'une recirculation hivernale⁵³ sur les sites du Bugey, du Tricastin, de Gravelines et du Blayais qui n'en disposaient pas à la conception ;
- pour l'arrivée massive de colmatants, plusieurs modifications, comme, par exemple, la mise en place de capteurs de mesure de niveau en aval de la filtration ou le changement des grilles de filtration.

Dans certains cas, les évaluations peuvent conduire EDF, à la suite d'analyses fonctionnelles, à dédouaner certains matériels lorsque la perte de ces matériels en situation d'agression ne remet pas en cause l'atteinte d'un état sûr.

Concernant les tempêtes solaires, EDF estime que les risques sont couverts par la prise en compte de la situation de perte des alimentations électriques externes (dite « MDTE ») de 15 jours, postulée à la suite d'un séisme.

5.2.14.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Défaillances de réservoirs, pompes et vannes entraînant l'émission de projectiles internes

Les études détaillées des risques induits par des défaillances de réservoirs, pompes et vannes générant des projectiles internes réalisées par EDF sont satisfaisantes, en ce qui concerne l'échantillon de projectiles, leur vitesse d'impact sur le génie civil, le calcul de sa perforation et l'analyse de l'impact des projectiles sur les matériels.

Toutefois, EDF n'a pas démontré que les matériels classés de sûreté, présents dans les locaux adjacents au local d'émission d'un projectile interne, ne sont pas endommagés par les projections d'écaillage de débris de béton. EDF s'est engagée à vérifier ce point. EDF s'est également engagée à compléter son étude de l'impact de certains projectiles internes dans le bâtiment du réacteur et dans un local du bâtiment électrique identifié lors de l'instruction.

Interférences électromagnétiques internes

La démarche présentée par EDF est une démarche classique de gestion des interférences électromagnétiques internes, qui respecte les normes habituelles du domaine. L'ASN considère la démarche retenue par EDF satisfaisante.

Foudre et interférences électromagnétiques externes

L'aléa « foudre » retenu pour ce réexamen est acceptable compte tenu de la capacité des installations à faire face à un aléa plus sévère pris en compte pour le « noyau dur ».

⁵³ Le dispositif de recirculation hivernale consiste à injecter, au niveau des grilles des entrées d'eau d'un réacteur, de l'eau chaude provenant des rejets de la centrale afin de prévenir la formation de frasil au niveau de ces grilles.

La démarche de protection mise en œuvre est satisfaisante en ce qui concerne les effets directs de la foudre et les surtensions induites. En revanche, EDF ne fait pas la démonstration de la protection de ses réacteurs contre les risques induits par les champs rayonnés par la foudre. EDF s'est engagée à vérifier que les champs rayonnés par la foudre ne remettent pas en cause les objectifs de sûreté ou, dans le cas contraire, à définir des protections adaptées. Les conclusions de ces vérifications seront transmises dans le rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur.

EDF n'a pas pris en compte la défaillance d'un parafoudre avec un coup de foudre (démarche associée à la prise en compte d'un « aggravant ») mais s'est engagée à considérer les effets d'un coup de foudre cumulé à la défaillance d'un parafoudre à l'échéance de la phase B du déploiement des modifications issues du réexamen, ce qui est acceptable.

Concernant les tempêtes solaires, l'ASN considère qu'EDF devrait vérifier que les risques associés au MDTE postulé à la suite d'un séisme couvrent bien les risques associés au MDTE qui serait provoqué par une tempête solaire. EDF a engagé une étude pour évaluer les courants géomagnétiques induits par une tempête solaire et leurs effets sur les transformateurs. L'ASN convient que les risques liés aux tempêtes solaires ne sont pas prioritaires par rapport aux autres agressions. Néanmoins, l'ASN considère qu'EDF doit poursuivre le développement des connaissances de leurs effets.

Grands froids

L'aléa retenu par EDF pour l'agression « grands froids » est satisfaisant, ainsi que les cumuls étudiés. En particulier, le retour d'expérience de l'hiver 2012 a été correctement intégré à la démonstration de sûreté et la température « grands froids WENRA » définie par EDF pour répondre aux préconisations de l'association WENRA est acceptable. Au sujet des hypothèses des études thermiques retenues par EDF, l'instruction a mis en évidence quelques améliorations nécessaires qu'EDF s'est engagée à réaliser, ce qui est satisfaisant.

Concernant la vérification de la tenue des matériels aux « grands froids », l'analyse que présente EDF est acceptable, néanmoins l'ASN rappelle que l'ensemble des matériels valorisés dans la démonstration de sûreté doit être classé de sûreté. Par ailleurs, l'analyse de la tenue en cas de « grand froid » des matériels situés à l'extérieur des bâtiments ou dans des locaux non ventilés doit être intégrée à la démonstration de sûreté. Ces compléments font l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Les modifications liées aux « grands froids » prévues par EDF sont satisfaisantes. Par ailleurs, EDF s'est engagée à mettre à jour la règle particulière de conduite (RPC) « grands froids »⁵⁴. Cette règle contiendra la liste des équipements valorisés dans les études des « grands froids ».

Agresseurs de la source froide

Comme mentionné dans le paragraphe 5.2.3, l'ASN considère qu'EDF doit fournir, lors de la prochaine mise à jour de la veille climatique, une évaluation quantifiée des effets possibles de l'évolution climatique, notamment concernant le risque de perte de la source froide en situation d'étiage. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Par ailleurs, l'ASN considère que la protection des sites contre le frasil sera améliorée significativement à l'issue du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Les modifications spécifiques prévues sur chaque site feront l'objet d'une instruction avant leur mise en œuvre.

Pour les autres agresseurs de la source froide que sont la prise en glace, l'ensablement et l'envasement, les hydrocarbures et l'arrivée massive de colmatants, l'ASN considère, compte tenu des évaluations réalisées par EDF et des dispositions mises en place pour faire face à ces agressions et des modifications prévues, que la démonstration de la capacité des réacteurs à faire face à ces agressions est satisfaisante.

⁵⁴ La RPC « grands froids » prescrit aux sites les règles à intégrer dans leurs consignes « grands froids », ayant pour but de mettre en œuvre et de s'assurer de la disponibilité des matériels nécessaires à la protection des installations en période hivernale et de vérifier pendant cette période le bon fonctionnement des matériels sensibles au froid.

5.2.15 Synthèse et prescriptions portant sur les risques associés aux agressions

EDF a réévalué, pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, les caractéristiques des agressions naturelles considérées ainsi que les dispositions prévues pour y faire face.

À l'issue de l'instruction, les niveaux des aléas retenus pour le séisme et les tornades sont acceptables pour l'ensemble des sites, compte tenu des engagements pris par EDF. Pour les autres agressions, les méthodes mises en œuvre pour évaluer les aléas sont acceptables, compte tenu des engagements pris par EDF, notamment pour évaluer les températures extérieures de l'air en cas de canicule. Les niveaux retenus pour chaque site seront présentés par EDF dans le rapport de conclusion du réexamen de chaque réacteur.

Pour les agressions naturelles, la veille climatique mise en œuvre par EDF est satisfaisante : elle définit en particulier des événements climatiques majeurs, dont la survenue déclenche une réévaluation des niveaux d'aléas à considérer. Toutefois, les seuils associés à ces événements doivent être révisés.

Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de s'assurer que les niveaux des aléas retenus respectent les préconisations publiées en 2014 par l'association WENRA des responsables d'autorité de sûreté nucléaire d'Europe de l'Ouest. En cas de non-respect, EDF a étudié la capacité des installations à faire face à des aléas significativement supérieurs à ceux-ci.

Lors de la phase générique du quatrième réexamen, EDF a par ailleurs intégré, dans la démonstration de sûreté, l'étude des conséquences de la défaillance d'un équipement en cas d'agression, comme par exemple d'une porte coupe-feu, ce qui est préconisé par l'association WENRA. Cette étude permet d'identifier les dispositions les plus importantes pour faire face aux agressions et de définir des moyens pour garantir leur bon fonctionnement, par exemple en mettant en place une alarme lorsqu'une porte coupe-feu est ouverte. Cette démarche constitue une amélioration notable par rapport aux précédents réexamens périodiques et permet d'accroître la robustesse des installations.

Pour la maîtrise des risques liés à l'incendie, la nouvelle méthode retenue par EDF pour justifier la sectorisation des locaux constitue une avancée significative. Pour ce qui concerne l'effet des fumées, EDF a développé une nouvelle méthode en vue d'identifier, pour les équipements électroniques, qui sont les plus sensibles, les situations dans lesquelles des fumées pourraient agresser des équipements importants pour la sûreté, ce qui est satisfaisant. Les études effectuées ont également permis de définir des mesures d'exploitation permettant de limiter les risques de départ de feu dans les locaux à enjeux.

Pour la maîtrise des risques liés à l'explosion, les études réalisées par EDF constituent une avancée significative, dans la mesure où EDF a étudié leurs conséquences et a considéré que les fuites pouvaient survenir, non seulement au niveau des singularités, mais également ailleurs. EDF a identifié les situations susceptibles de conduire à la perte d'équipements redondants. Pour la plupart des cas, EDF a défini des dispositions à mettre en œuvre pour ramener l'installation dans un état sûr. Toutefois, EDF doit compléter son analyse pour certains locaux.

Pour la maîtrise des risques liés aux températures extérieures élevées, EDF s'est engagée à faire évoluer sa démonstration de sûreté afin de mieux prendre en compte les incertitudes associées aux calculs des températures dans les locaux. L'ASN prescrit l'évaluation de la capacité des installations à faire face à des situations de perte des alimentations électriques, notamment en cas de température extrême.

Pour les autres agressions, les méthodes et hypothèses retenues par EDF pour réaliser ses études sont satisfaisantes. Les modifications des installations issues de ces études seront mises en œuvre dans le cadre du réexamen périodique de chaque réacteur.

Enfin, EDF a réalisé des études permettant d'apporter un éclairage probabiliste sur les agressions associées aux incendies, aux explosions, aux inondations d'origine interne, aux séismes et aux inondations d'origine externe. Cet éclairage a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre pour chacune de ces agressions, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

L'ASN souligne l'important travail réalisé par EDF pour mettre à jour l'ensemble des études d'agression. Certaines études ont conduit EDF à définir des modifications ; des compléments d'études sont nécessaires afin d'apprécier si de nouvelles dispositions doivent être mises en œuvre. L'ensemble de ces modifications constituera une amélioration notable de la maîtrise des risques liés aux agressions, qui permettra d'atteindre les objectifs visés pour ce réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Aléas associés aux températures extérieures

[AGR-A] L'exploitant retient, dans son référentiel « grands chauds », des températures extrêmes TE et Tmin associées à la canicule définies en considérant :

- une fréquence de dépassement annuelle inférieure ou égale à 10⁻² (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70 %) intégrant l'évolution climatique jusqu'au réexamen périodique suivant. Cette évolution climatique tient compte des tendances climatiques correspondant à une région pertinente pour le site concerné ;
- les valeurs enveloppes du retour d'expérience pertinent pour le site.

Capacité à faire face à une situation de perte totale des alimentations électriques de site en situation de température élevée

[AGR-B] I.– Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant justifie la disponibilité des équipements nécessaires à la gestion des situations de perte totale des alimentations électriques (alimentations électriques externes et groupes électrogènes de secours principaux) affectant un réacteur et de celles affectant l'ensemble des réacteurs d'un site pour la température extérieure de « longue durée » (TLD) de son référentiel « grands chauds ».

II.– L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

Capacité à faire face à une situation de température élevée au-delà du dimensionnement

[AGR-C] Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant :

- définit un aléa allant au-delà des températures retenues dans son référentiel « grands chauds », correspondant à une période de retour décennale, et le justifie au regard des incertitudes liées à son évaluation ;
- vérifie la disponibilité des équipements nécessaires pour faire face à cette situation, y compris en cas de perte des alimentations électriques externes ;
- identifie les éventuelles modifications qui permettraient d'atteindre cet objectif.

Risques liés à l'incendie

[AGR-D] I.– Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant prend en compte dans les études de maîtrise des risques liés à l'incendie (justification de la sectorisation, effet des fumées, effets de la pression) :

- l'ensemble des locaux de l'ilot nucléaire et de la station de pompage ;
- des hypothèses de modélisation enveloppes permettant de déterminer les courbes de température atteintes dans les locaux pour les feux d'armoires électriques et de chemins de câbles électriques susceptibles d'être rencontrés. En particulier, il retient pour les feux d'armoires électriques un coefficient de croissance du feu indépendant des conditions d'allumage et représentatif de l'atteinte d'une phase de combustion autoentretenue.

II.– L'exploitant met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

[AGR-E] I.– L'exploitant définit et met en œuvre des dispositions d'exploitation adaptées, qui intègrent des actions de maîtrise des charges calorifiques et de maîtrise des travaux pouvant occasionner un départ de feu, dans les locaux suivants :

- les locaux pour lesquels un incendie contribue significativement au risque de fusion du cœur ou de découvrement des assemblages dans la piscine d'entreposage du combustible ;
- les locaux dont la sectorisation est assurée par, au moins, une porte dont la position ouverte lors d'un incendie conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d'appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible.

II.– L'exploitant identifie, indépendamment de leur fiabilité, les dispositions de protection contre l'incendie dont la défaillance conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d'appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible.

Il met en œuvre des moyens permettant de réduire le risque de défaillance de ces dispositions et définit les exigences d'exploitation associées à ces moyens.

III.– L'exploitant identifie les locaux les plus sensibles à l'indisponibilité des systèmes fixes d'aspersion. Il définit et met en œuvre des dispositions pour limiter les risques de perte de la sectorisation incendie dans ces locaux.

Risques liés au séisme

[AGR-F] I.– L'exploitant identifie les systèmes, structures et composants nécessitant des renforcements pour assurer la tenue du noyau dur à l'aléa sismique qu'il a défini en application de la prescription [ECS-ND7] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées.

II.– L'exploitant met en œuvre les modifications permettant les renforcements des systèmes, structures et composants identifiés au I.

III.– Pour les réacteurs des centrales nucléaires du Blayais, du Bugey, de Chinon, de Cruas et du Tricastin, l'exploitant étudie les possibilités de renforcement permettant de faire face à des niveaux d'aléa sismique plus élevés que ceux mentionnés au I pour tenir compte des incertitudes sur la détermination de l'aléa extrême et les éventuels effets de site particuliers. Il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

Risques liés à l'explosion d'origine interne

[AGR-G] I.– Au plus tard le 31 décembre 2025, l'exploitant :

- identifie, pour les explosions susceptibles de conduire à la perte d'une fonction de sûreté, les situations pour lesquelles la disponibilité des équipements nécessaires à l'atteinte et au maintien de l'état sûr du réacteur n'est pas assurée ;
- évalue, de manière quantifiée, les risques de formation d'une atmosphère explosible dans le bâtiment du réacteur, y compris en cas de survenue d'un séisme, en étudiant les phénomènes susceptibles de se produire à proximité des fuites considérées ;
- définit les éventuelles dispositions à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

II.– Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant :

- identifie, indépendamment de leur fiabilité, les dispositions de protection contre l'explosion dont la défaillance conduit à une augmentation significative du risque de fusion du cœur ou à la perte des moyens redondants d'appoint en eau ou des moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ;
- définit les moyens à mettre en œuvre pour réduire le risque de défaillance de ces dispositions, les exigences d'exploitation associées à ces moyens et le calendrier associé.

5.3 RÉÉVALUATION DES ÉTUDES D'ACCIDENT DES RÉACTEURS

EDF a réexaminé, au cours de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ensemble des études associées aux différents incidents et accidents pouvant survenir sur le réacteur, appelées « conditions de fonctionnement ». Il s'agit des études dites :

- du domaine de dimensionnement, à savoir les études des incidents et accidents résultant d'une défaillance unique (initiateur). Pour ces études, des hypothèses d'études pénalisantes et un aggravant, au titre du critère de défaillance unique, sont considérés ;
- du domaine complémentaire, à savoir les études des accidents résultant de défaillances multiples ou non prises en compte à la conception. Pour ces études, aucun aggravant n'est considéré ;
- « justificatives particulières », qui sont réalisées par EDF dans l'objectif d'évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis de phénomènes physiques non pris en compte à la conception. Ces études sont réalisées en considérant des hypothèses d'étude spécifiques.

Les études transmises par EDF intègrent les améliorations provenant de l'évolution des connaissances et les conclusions des expertises ayant précédé le réexamen. Elles tiennent compte de l'évolution de plusieurs référentiels applicables pour ce réexamen⁵⁵ et de la valorisation de modifications d'exploitation et des modifications matérielles (voir paragraphe 5.1).

Les conséquences radiologiques des accidents sont traitées au paragraphe 5.6.

5.3.1 Conditions de fonctionnement de dimensionnement

5.3.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

EDF a retenu comme objectif d'intégrer dans les études des conditions de fonctionnement de dimensionnement les nouveaux référentiels d'études issus des évolutions de connaissances ainsi que les conclusions des instructions ayant précédé le réexamen. Elle a également retenu comme objectif de tendre vers des niveaux de conséquences radiologiques ne nécessitant pas la mise en œuvre de mesures de protection de la population.

Pour ce réexamen, l'ASN a demandé [6] à EDF de prendre en compte l'état prévisible du combustible, notamment la déformation latérale des assemblages de combustible en fonctionnement normal⁵⁶, l'état de conditionnement mécanique des crayons de combustible⁵⁷ et la présence de crayons inétanches.

L'ASN a aussi demandé [6] « d'évaluer [...] le comportement des réacteurs de 900 MWe pour les événements et délais opérateur du référentiel de l'EPR, en appliquant les règles des études des conditions de fonctionnement de dimensionnement » et « en cas de non-respect des critères de sûreté associés au domaine de dimensionnement, [...] d'analyser les raisons du dépassement de ces critères, d'identifier les éventuelles dispositions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier et d'examiner leur faisabilité et leur intérêt ».

⁵⁵ Principales évolutions de référentiel : évolution de critères relatifs à la tenue du combustible, application du nouveau référentiel de sûreté de l'accident de perte de réfrigérant primaire (référentiel APRP), prise en compte du colmatage des plaques entretoises des générateurs de vapeur, prise en compte de la variabilité des recharges de combustible, application de la démarche « domaine complémentaire rénové », application du « référentiel criticité » et nouvelle méthodologie d'évaluation des conséquences radiologiques.

⁵⁶ Déformation latérale des assemblages de combustible : les assemblages de combustible se déforment latéralement pendant leur irradiation dans le réacteur ce qui conduit à plusieurs effets, notamment une augmentation de la puissance neutronique en périphérie de certains assemblages.

⁵⁷ Conditionnement mécanique des crayons combustible : l'état de conditionnement mécanique des crayons représente l'état thermomécanique initial des crayons de combustible lors d'une étude d'accident.

5.3.1.2 Synthèse des études du domaine de dimensionnement

EDF a réalisé un travail très important de reprise de l'ensemble de ses études, en déclinant un ensemble de nouveaux référentiels et en intégrant les enseignements des instructions précédentes. EDF a justifié la qualification des outils de calcul scientifique utilisés pour apporter la démonstration de sûreté.

Ces études concernent notamment :

- les transitoires d'insertion de réactivité, dont les transitoires de dilution de l'eau borée présente dans le circuit primaire ;
- les transitoires de refroidissement du circuit primaire, dont l'ouverture d'une soupape sur le circuit secondaire ;
- les accidents de perte de réfrigérant primaire (APRP), dont les accidents de rupture d'un tube de générateur de vapeur (RTGV) ;
- les transitoires d'échauffement et les transitoires de pertes de débit ; ces transitoires n'appellent pas de remarques dans la suite de ce chapitre ;
- l'étude de la transposition des transitoires du réacteur EPR de Flamanville et des délais retenus avant la première intervention des opérateurs pour ce réacteur.

Les études réalisées tiennent compte de la variabilité des recharges de combustible et de la présence d'assemblages de combustible provenant de différents fournisseurs (« cœur mixtes »).

EDF a intégré l'état des connaissances concernant certains phénomènes physiques relatifs au combustible non considérés jusqu'à présent. Pour ce faire, EDF a réalisé des études supplémentaires, en tenant compte notamment de l'état prévisible du combustible (déformation latérale des assemblages, conditionnement mécanique des crayons, présence de crayons inétanches dans le cœur) dans la démonstration de sûreté.

Dans le cadre de ces études ou de leur instruction, EDF a valorisé ou défini des modifications qui seront mises en œuvre pour le quatrième réexamen périodique. Il s'agit notamment de :

- l'installation d'un boremètre sur la ligne de décharge du système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire principal (RCV), notamment pour détecter des séquences accidentelles de dilution pour les états en arrêt normal sans groupe motopompe primaire en fonctionnement ainsi que pour les états d'arrêt pour intervention et pour rechargement. Cette modification permet de résorber une anomalie portant sur les chaînes de mesure du niveau source (CNS) utilisées pour la surveillance neutronique du cœur ;
- l'augmentation de la pression des accumulateurs de l'injection de sécurité des réacteurs utilisant la gestion de combustible « Parité MOX », compte tenu des réserves actuelles sur la méthode relative à l'étude de l'accident de perte de réfrigérant primaire ;
- la réduction de la pression interne initiale des crayons de combustible des gestions de combustible « Parité MOX » et « Cyclades », compte tenu des réserves actuelles sur la méthode relative à l'étude de l'accident de perte de réfrigérant primaire ;
- l'augmentation de la course des vannes réglantes du groupe de contournement de la turbine à l'atmosphère (GCT-a) afin d'augmenter leur capacité de décharge à pleine ouverture, afin de maintenir un gradient de refroidissement important et ce même pour des pressions faibles dans les générateurs de vapeur ;
- la réalimentation de la bache du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) par le circuit d'eau incendie, en créant une nouvelle ligne d'appoint ;
- l'augmentation du volume de la bache du système d'appoint en eau et en bore (REA) et du volume libre de la bache du système de traitement des effluents liquides primaires (TEP) afin de restaurer des marges dans les études de contrôle de la réactivité dans les états d'arrêt.

Enfin, EDF a mis en œuvre des modifications ou des mesures compensatoires afin de résorber l'ensemble des anomalies d'étude connues à la date de février 2018 remettant en cause la démonstration du respect des critères de sûreté, à l'exception de l'anomalie ci-dessous en cours de traitement.

La justification de la sûreté du combustible MOX est encore affectée d'une anomalie d'étude relative à un phénomène de remontée de flux en extrémité de colonne fissile, jusqu'alors non pris en compte, qui, cumulée à des défauts dans les pastilles de combustible MOX liés à une difficulté de fabrication du combustible, nécessite de modifier la conception et la fabrication de combustible. L'action corrective est en cours de déploiement. Dans l'attente, EDF met en œuvre des mesures compensatoires.

L'évolution des procédures de conduite en cas de petites fuites sur les tubes de générateurs de vapeur (dites situations RTGV3) proposées dans le cadre du quatrième réexamen périodique nécessite, par ailleurs, des compléments de démonstration de la part d'EDF. Ce point a fait l'objet d'une demande spécifique de l'ASN [58].

Les études fournies démontrent le respect des critères de sûreté. Pour l'étude relative à l'éjection de grappe, la justification de sûreté sera apportée, compte tenu de limitations dans la méthode, dans le cadre de chacun des dossiers de justification des recharges de combustible.

Points particuliers

La tenue des assemblages de combustible est vérifiée en conditions accidentelles pour s'assurer du maintien de leur capacité fonctionnelle : l'insertion des grappes de commande dans les tubes guides doit toujours rester possible et rapide. Sur ce sujet, l'étude limitative concerne la tenue des grilles aux sollicitations horizontales ou le risque de flambage des grilles en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) cumulé à un séisme. Le comportement mécanique des assemblages « AFA 3GA » a été réévalué avec des évolutions sur les hypothèses, associées au quatrième réexamen, notamment concernant les conditions d'exploitation du réacteur (prolongation de cycle) et la nouvelle méthode associée à l'accident de perte de réfrigérant primaire.

La transmission tardive des études effectuées pour le quatrième réexamen correspondant aux assemblages de combustible fabriqués par Westinghouse, appelé « RFA ZIRLO » n'a pas permis leur instruction dans le cadre du présent réexamen. Ils feront donc l'objet d'une prise de position spécifique de l'ASN dans un cadre dédié.

Enfin, les études transmises par EDF concernent les gestions de combustible « Parité Mox » et « Cyclades ». Le caractère transposable de certaines des conclusions présentées ci-après à la gestion de combustible « Garance », qui concerne les réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas et les réacteurs n° 3 et n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais, devra être démontré et justifié par EDF au plus tard lors de la remise du rapport de conclusion des réacteurs concernés. Ces éléments feront l'objet d'une instruction dédiée.

5.3.1.2.1 Transposition des conditions de fonctionnement PCC du réacteur EPR de Flamanville

EDF a étudié les conditions de fonctionnement dites « Plant Condition Categories » (PCC) du réacteur EPR de Flamanville pour les réacteurs de 900 MWe.

EDF a identifié, parmi les quarante-neuf études des PCC du réacteur EPR de Flamanville, trente-et-une études non explicitement traitées ou partiellement traitées dans le domaine de dimensionnement des réacteurs de 900 MWe. Ces PCC concernent soit le réacteur, soit la piscine d'entreposage du combustible (pour la piscine, ces études sont traitées au paragraphe 5.4.3.3).

À la suite de l'évaluation de ces événements, EDF conclut que les critères de sûreté du domaine de dimensionnement des réacteurs de 900 MWe sont respectés pour la plupart des PCC du réacteur EPR de Flamanville transposés aux réacteurs de 900 MWe.

EDF a ensuite analysé les cinq situations pour lesquelles ces critères ne sont pas respectés et a identifié les modifications éventuelles qui permettraient de respecter les critères. Ces situations sont :

- les situations initiées par une brèche sur le circuit primaire :
 - de diamètre supérieur à deux pouces, survenant lorsque le réacteur est en arrêt normal sur les générateurs de vapeur (AN/GV). Les critères sont dépassés uniquement pour les brèches de quatre à six pouces. EDF estime que les critères peuvent être respectés en réduisant certains conservatismes d'étude,
 - de diamètre inférieur à deux pouces, survenant lorsque le réacteur est en arrêt normal sur le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (AN/RRA) ou survenant lorsque le réacteur est en arrêt pour intervention (API). EDF conclut que le respect des critères de sûreté nécessiterait d'introduire dans les spécifications techniques d'exploitation (STE) des règles générales d'exploitation de nouvelles exigences relatives à la disponibilité de certains matériels, ce qui nécessiterait une adaptation préalable des règles et de la doctrine de conception des STE, afin de les rendre compatibles avec l'exploitation des réacteurs ;
- les situations de dilution de l'eau borée due à la rupture d'un tube de l'échangeur de chaleur du circuit d'étanchéité des pompes primaires, survenant en AN/GV ou en AN/RRA. L'introduction de ces conditions de fonctionnement dans le domaine de dimensionnement nécessiterait une modification matérielle des bâches « REA bore »⁵⁸ pour augmenter leur volume, ce qui pour EDF n'est pas réalisable au regard de l'encombrement des locaux et de la tenue au séisme des planchers et des voiles des bâtiments ;
- les situations initiées par la perte d'une file du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA), survenant lorsque le réacteur est en arrêt pour intervention (API). EDF conclut que les moyens disponibles sont suffisants pour gérer ces situations en évitant un découverture du cœur ;
- les situations initiées par une brèche sur le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) de diamètre inférieur à neuf pouces, survenant en AN/RRA ou API. EDF conclut que le respect des critères de sûreté nécessiterait d'introduire dans les spécifications techniques d'exploitation (STE) des règles générales d'exploitation de nouvelles exigences relatives à la disponibilité de certains matériels, ce qui nécessiterait une adaptation préalable des règles et de la doctrine de conception des STE, afin de les rendre compatibles avec l'exploitation des réacteurs.

En conclusion, le non-respect des critères de sûreté en retenant un aggravant dans les études est, en général, dû à des exigences de disponibilité insuffisantes dans les règles actuelles d'exploitation. Les critères de sûreté sont néanmoins respectés pour ces PCC en utilisant les règles d'étude des accidents du domaine complémentaire, c'est-à-dire sans aggravant.

5.3.1.2.2 Transposition des délais avant la première intervention des opérateurs du réacteur EPR de Flamanville

Pour les réacteurs de 900 MWe, le délai à considérer dans les études de dimensionnement avant la première intervention des opérateurs est de 20 minutes si la première action est à réaliser en salle de commande, et de 25 à 35 minutes si cette action est à réaliser en local, au niveau du matériel concerné. Pour le réacteur EPR de Flamanville, les délais pris en compte sont respectivement de 30 minutes et d'une heure.

⁵⁸ Le système d'appoint en eau et bore (REA) comporte des réservoirs, appelés « bâches REA bore », contenant une solution diluée d'acide borique à une concentration nettement supérieure à celle du circuit primaire, afin de pouvoir réaliser des appoints au circuit primaire, par l'intermédiaire du système de contrôle chimique et volumétrique (RCV).

EDF a appliqué les délais à considérer avant la première intervention des opérateurs retenus pour le réacteur EPR de Flamanville aux conditions de fonctionnement de dimensionnement des réacteurs de 900 MWe.

EDF a identifié quinze conditions de fonctionnement de dimensionnement des réacteurs de 900 MWe sensibles au délai d'intervention des opérateurs :

- pour onze conditions de fonctionnement de dimensionnement, les critères de sûreté sont respectés en retenant les délais d'intervention pris en compte pour l'EPR ;
- pour trois conditions de fonctionnement de dimensionnement, les modifications liées au quatrième réexamen (résorption de l'anomalie relative aux réserves d'eau secondaire, nouvelle méthode d'étude de l'accident de perte de réfrigérant primaire) permettent le respect des critères de sûreté en retenant les délais d'intervention pris en compte pour l'EPR ;
- pour la condition de fonctionnement de dimensionnement relative à la dilution incontrôlée d'acide borique en arrêt pour intervention (API) ou en arrêt pour rechargement (APR), la modification associée à la mise en œuvre du boremètre du système de contrôle chimique et volumétrique (RCV) permet, pour les réacteurs de type CPY, de respecter les critères de sûreté en retenant les délais d'intervention pris en compte pour l'EPR. En revanche, pour les réacteurs du Bugey, la modification n'est pas suffisante et il serait nécessaire de réduire certains conservatismes d'étude pour respecter les critères.

5.3.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

5.3.1.3.1 Position générale

De manière générale, l'ASN considère satisfaisante dans leurs principes l'évolution des hypothèses d'étude, des outils de calcul scientifique et des méthodes utilisées par EDF pour répondre aux objectifs du réexamen.

Si l'instruction menée par l'ASN a révélé des besoins d'amélioration ou de compléments de validation, ces réserves ne remettent toutefois pas en cause les conclusions des études transmises par EDF dans le cadre du réexamen. L'ASN considère qu'EDF devra transmettre les analyses complémentaires qu'elle s'est engagée à réaliser lors de l'instruction et réviser le rapport de sûreté si les conclusions des études concernées sont modifiées ou si les situations pénalisantes à considérer évoluent. Le cas échéant, EDF devra également mettre en œuvre des modifications de ses installations afin d'assurer le respect des critères de sûreté.

5.3.1.3.2 Transitoires de dilution homogène

Une dilution incontrôlée d'acide borique, dont la cause peut être due à une erreur des opérateurs ou à la défaillance d'un équipement, conduit à une diminution incontrôlée de la concentration en bore de l'eau du circuit primaire. Cette baisse de concentration en bore entraîne une insertion de réactivité pouvant, dans certaines conditions, conduire à un risque de perte d'intégrité du combustible. Les conséquences des scénarios de dilution sont étudiées par EDF dans tous les états de fonctionnement du réacteur.

De façon générale, l'ASN considère que les modifications (boremètre sur la ligne de décharge du système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire principal (RCV), alarmes) mises en œuvre par EDF dans le cadre du réexamen pour limiter les conséquences de certains initiateurs de dilution incontrôlée d'acide borique, constituent des améliorations pour la sûreté des réacteurs de 900 MWe.

Néanmoins, l'ASN considère que des améliorations sont nécessaires pour limiter les conséquences de certains initiateurs de dilution et qu'EDF doit faire évoluer la démonstration de sûreté vis-à-vis des points précisés ci-après.

Exhaustivité des scénarios à considérer en cas d'accident

L'initiateur du scénario de dilution incontrôlée d'acide borique correspondant à la rupture franche d'un tube de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (« scénario CEPP ») est considéré par EDF comme une condition de fonctionnement de référence en état d'arrêt pour rechargement (APR) ou pour intervention (API) pour les réacteurs de 900 MWe. Pour les autres domaines d'exploitation, cet initiateur de dilution est considéré comme une condition de fonctionnement complémentaire.

L'ASN considère que le « scénario CEPP » est susceptible de présenter des marges inférieures à celles existant actuellement pour le scénario de référence⁵⁹ en état d'arrêt normal (AN) ou lorsque le réacteur est en production (RP).

Par le courrier en référence [78], l'ASN avait demandé à EDF, pour les réacteurs de 1300 MWe, d'intégrer le « scénario CEPP » aux conditions de fonctionnement de dimensionnement pour l'ensemble des états de fonctionnement de l'installation. L'ASN considère que cette demande doit également être appliquée aux réacteurs de 900 MWe, ce à quoi EDF s'est engagée.

Caractère suffisant des délais avant la première intervention des opérateurs

L'ASN a demandé à EDF par le courrier en référence [77] de démontrer que les délais retenus de façon forfaitaire pour la première action des opérateurs dans le référentiel d'étude en vigueur étaient suffisants pour réaliser les actions nécessaires pour arrêter la dilution du circuit primaire.

L'ASN considère qu'EDF doit vérifier que les actions à réaliser pour isoler les différentes sources de dilution peuvent être exécutées dans les délais prévus. À cet égard, l'ASN rappelle que l'instruction menée concernant l'implantation du boremètre du système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire principal (RCV) a fait apparaître une situation pour laquelle le respect des délais nécessaires à la réalisation des actions d'isolement n'était pas garanti.

EDF a complété ses études et identifié deux scénarios de dilution pour les réacteurs du Bugey qui devront faire l'objet d'une vérification par des mises en situation.

Ce point fait l'objet de la prescription [Étude-A] de l'ASN [48].

Exhaustivité des aggravants considérés dans les scénarios de dilution homogène

Les règles d'études imposent de considérer dans les conditions de fonctionnement de dimensionnement, en plus de l'évènement initiateur, un aggravant. Il est retenu l'aggravant le plus défavorable.

Pour les transitoires de dilution homogène en puissance, l'aggravant le plus pénalisant retenu par EDF est le blocage de la grappe la plus anti-réactive en position haute lors de l'arrêt automatique du réacteur. L'ASN considère que la prise en compte de l'aggravant sur la vanne de la ligne dite « de contournement de la turbine à l'atmosphère ou au condenseur » pourrait s'avérer plus pénalisante. Cette situation n'a pas été étudiée par EDF. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

5.3.1.3.3 Transitoires de refroidissement

Exhaustivité des initiateurs de refroidissement incontrôlé en arrêt à chaud susceptibles de conduire à l'atteinte de la criticité

Les accidents de refroidissement du réacteur conduisent à un apport incontrôlé de réactivité dans le cœur. Ces transitoires, initiés dans les états d'arrêt du réacteur ou en puissance, peuvent induire un risque de crise d'ébullition ou de fusion du combustible.

Le guide de l'ASN n° 22 [86], relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression, qui a vocation à être utilisé pour la recherche d'améliorations à apporter aux réacteurs existants à l'occasion de leurs

⁵⁹ Scénario de dilution homogène de référence actuellement considéré en état d'arrêt normal ou lorsque le réacteur est en production : dilution via les déminéraliseurs du système de contrôle chimique et volumétrique (RCV) du circuit primaire principal ou via le circuit des additifs chimiques faisant suite à une erreur humaine.

réexamens périodiques, préconise de prévenir, dans les états où la cuve est fermée et le réacteur est à l'arrêt, l'atteinte involontaire de la criticité.

L'instruction menée par l'ASN dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe a conduit à identifier des transitoires de refroidissement en état d'arrêt conduisant à l'atteinte de la criticité du réacteur⁶⁰. Ces situations n'ont pas été identifiées par EDF dans le rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe associé au quatrième réexamen périodique.

Ainsi, l'ASN considère qu'EDF doit, dans le cadre des études d'accident associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, présenter un état des lieux complet des initiateurs de refroidissement incontrôlé en arrêt à chaud susceptibles de conduire à l'atteinte de la criticité et, si besoin, rechercher des améliorations de sûreté. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Cumul du manque de tension externe

EDF a évalué l'impact, sur le respect des critères de sûreté, de la prise en compte, dans les études de rupture de tuyauterie vapeur initiée en puissance, de la perte du réseau électrique externe dit « manque de tension électrique externe » (MDTE). Pour ces situations, EDF postule l'occurrence d'un MDTE conformément aux hypothèses des règles d'études actuellement applicables⁶¹.

Le guide de l'ASN n° 22 [86] dispose qu'une bonne pratique de conception consiste à étudier le cumul du MDTE au moment le plus défavorable. Pour la majorité des transitoires, la prise en compte des instants conventionnels de cumul constitue le cas pénalisant. Cependant, dans le cas d'une rupture de tuyauterie de vapeur survenant lorsque le réacteur est à sa puissance nominale, l'ASN considère que le cumul du MDTE à un instant compris entre l'instant initial du transitoire et l'instant de l'arrêt automatique réacteur pourrait être plus pénalisant. Cette situation de fonctionnement doit donc être étudiée par EDF. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

5.3.1.3.4 Accident de perte de réfrigérant primaire de taille intermédiaire (APRP-BI)

L'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) est caractérisé par une brèche provoquant une perte de l'inventaire en eau du circuit primaire. Selon la taille de la brèche, il est classé en condition de fonctionnement de catégorie 3 ou 4.

Les études d'accidents décrites dans le rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe considèrent des « brèches intermédiaires » (APRP-BI) et sont évaluées à l'aide de la méthode CATHSBI⁶² récemment développée par EDF. Cette méthode statistique permet de prendre en compte les exigences du nouveau référentiel d'étude de l'APRP considérant en particulier l'évolution des connaissances sur le comportement du combustible⁶³.

La méthode CATHSBI est utilisée pour la première fois par EDF dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe en remplacement de la méthode déterministe réaliste (MDR).

Cette méthode a fait l'objet d'une instruction de la part de l'ASN en 2016, qui a conclu [80] que, si elle comportait des améliorations notables par rapport aux précédentes méthodes sur certains aspects, elle ne pouvait être jugée acceptable en l'état compte tenu de besoins de compléments de justification. En

⁶⁰ Les situations visées sont les ruptures de tuyauterie vapeur dans les différents états d'arrêt ne sollicitant pas l'injection de sécurité. Il s'agit de transitoires de refroidissement de catégorie 2 dits « brèches d'interfaces de sollicitation de l'injection de sécurité ».

⁶¹ Le MDTE est appliqué, selon les règles d'étude définies dans le rapport de sûreté, à l'instant le plus pénalisant entre les trois instants conventionnels suivants : instant de survenue de l'initiateur, instant correspondant au signal d'arrêt automatique du réacteur, instant correspondant au signal d'injection de sécurité (IS) dans le cœur.

⁶² CATHSBI : CATHare statistique brèches intermédiaires, CATHARE étant l'outil de calcul scientifique utilisé pour la simulation de l'accident.

⁶³ Prise en compte de phénomènes physiques redoutés tels que le contact entre les crayons, l'éclatement des gaines ou la relocalisation de combustible dans les zones ballonnées éclatées.

conséquence, l'ASN avait demandé à EDF d'étudier la faisabilité de modifications de ses installations afin de pouvoir prendre position à court terme sur l'acceptabilité des études au regard des réserves exprimées dans le cadre de l'instruction de la méthode CATHSBI.

Pour les réacteurs de type CPY, EDF a décidé :

- de réduire la pression de remplissage des crayons des assemblages de combustible MOX. Dans la mesure où cette évolution ne sera effective qu'en 2025, EDF réduira, dès la phase A du déploiement des modifications du réexamen, le domaine de fonctionnement autorisé des réacteurs ;
- d'augmenter la pression de remplissage des accumulateurs du système d'injection de sécurité dans le cadre de la phase B du déploiement des modifications du réexamen.

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, EDF a aussi décidé de réduire la pression de remplissage des crayons : cette modification sera effective en 2025.

Les modifications retenues par EDF permettent de limiter la déformation des gaines et donc de limiter les risques de survenue des phénomènes redoutés pour le comportement du combustible. L'ASN considère en conclusion que les modifications prévues par EDF sont suffisantes pour limiter le risque de perte d'intégrité de crayons des assemblages de combustible, et ainsi garantir la capacité de refroidissement du combustible en cas de brèche primaire de taille intermédiaire.

5.3.1.3.5 Rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie (RTGV4)

Pour ce qui concerne l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur en catégorie 4 (rupture guillotine doublement débattue d'un tube de générateur de vapeur cumulée avec le blocage en position ouverte d'une soupape sur ce même générateur de vapeur), l'étude prend en compte des hypothèses pénalisantes afin de maximiser les rejets liquides sortant du générateur de vapeur (ce qui maximise les conséquences radiologiques).

Elle a aussi pour objectif de vérifier que l'application des procédures de conduite post-accidentelle permet l'annulation de la fuite (équilibre des pressions primaire et secondaire). L'étude réalisée montre un débordement du générateur de vapeur affecté, des rejets liquides et vapeur à l'atmosphère importants, respectivement de l'ordre de 340 tonnes et 120 tonnes. Malgré une modification matérielle (augmentation de la capacité de décharge du groupe de contournement de la turbine à l'atmosphère) et une évolution de la conduite prévue par EDF, les rejets liquides sont plus importants que dans l'étude associée au troisième réexamen périodique : ceci résulte de la résorption des anomalies affectant cette étude (modélisation du dôme de la cuve dans le logiciel CATHARE, débit de l'injection de sécurité). De plus, cette étude a montré la nécessité d'optimiser la conduite pour garantir l'atteinte de l'état sûr.

Les conséquences radiologiques de cet accident sont traitées au paragraphe 5.6.1.

5.3.1.3.6 Déformation latérale des assemblages de combustible et fléchissement de leurs crayons

Les assemblages de combustible se déforment latéralement pendant leur irradiation en réacteur. Cette déformation a un impact sur la distribution de puissance neutronique dans les assemblages de combustible, sur le risque de crise d'ébullition qui doit être prévenue pour garantir l'intégrité du combustible et sur la tenue fonctionnelle des grilles des assemblages en situation accidentelle.

EDF a estimé l'amplitude des déformations ainsi que leur effet sur la distribution de puissance. EDF conclut que le crayon de puissance linéique maximale pourrait être situé en bord d'assemblage (crayon périphérique), ce qui n'est pas le cas en géométrie nominale. EDF prend en compte cet impact dans l'évaluation de l'incertitude appliquée à la puissance linéique du crayon chaud.

Le risque de crise d'ébullition est évalué par une corrélation de flux critique. En géométrie nominale, le canal portant la valeur de RFTC (marge par rapport au flux critique) minimale est habituellement situé à l'intérieur de l'assemblage. En s'appuyant sur des résultats d'essais dédiés et à la littérature scientifique, EDF conclut que la corrélation de flux critique utilisée pour estimer la marge à la crise d'ébullition reste applicable à la périphérie des assemblages déformés, moyennant l'ajout d'un facteur corrélatif pénalisant. L'ASN considère que les éléments utilisés par EDF ne sont pas suffisants pour justifier cette conclusion.

En conséquence, l'ASN considère nécessaire qu'EDF vérifie l'applicabilité de la corrélation de flux critique utilisée en périphérie d'assemblage au moyen d'essais spécifiques. Les configurations d'essais à réaliser devront être représentatives des assemblages de combustible introduits en réacteur.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser ces essais, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, l'ASN encadre leur réalisation par la prescription [Étude-B] [48].**

Enfin, l'ASN note qu'EDF s'est engagée à prendre en compte la demande exprimée par l'ASN concernant la prise en compte de la pénalité de fléchissement des crayons dans le calcul de l'incertitude sur la puissance linéique locale et le facteur de point chaud.

5.3.1.3.7 *Comportement mécanique des assemblages*

L'ASN a demandé à EDF lors de la phase d'orientation du réexamen [6] de compléter ses études de sûreté en évaluant l'impact neutronique, thermohydraulique et mécanique de la déformation des assemblages de combustible sur la vérification des critères de sûreté des études du rapport de sûreté.

EDF a transmis les justifications sur le comportement mécanique des assemblages de combustible dans le cœur du réacteur dans les situations normales, incidentelles et accidentelles des études de dimensionnement. Le cas le plus pénalisant, vis-à-vis du flambage des grilles des assemblages de combustible, correspond au cas conventionnel de cumul des effets (en termes de chargement) d'un séisme et d'un accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) de quatrième catégorie. L'absence de flambage des grilles des assemblages de combustible permet de garantir de manière simple le respect des exigences de sûreté et en particulier la maîtrise de la réactivité, par le maintien de l'intégrité des canaux de chute des grappes de commande.

Compte tenu des difficultés rencontrées pour démontrer l'absence de flambage des grilles des assemblages de combustible, EDF a mis en œuvre une nouvelle méthodologie en tenant compte d'évolutions d'hypothèses associées au quatrième réexamen, notamment concernant les conditions d'exploitation du réacteur (prolongation de cycle) et le nouveau référentiel « APRP ». Cette méthodologie amène plusieurs réserves de l'ASN et nécessite des compléments de justification sur les hypothèses retenues, ainsi que la réalisation d'essais complémentaires afin de valider certaines hypothèses utilisées dans les modèles de calcul.

L'ASN note qu'EDF s'est engagée, à échéance du 30 juin 2023, à réaliser des essais permettant une réévaluation de la limite de non flambage de grilles d'assemblage selon un protocole plus représentatif que les essais de référence actuellement disponibles et à analyser l'impact de cette nouvelle limite sur les conclusions des études.

L'ASN considère qu'EDF doit apporter une démonstration d'absence de flambage sur la base d'une méthode révisée et validée, intégrant des hypothèses et des règles adaptées aux incertitudes et aux limites des connaissances des phénomènes mis en jeu. En cas de dépassement de la valeur garantissant l'absence de flambage, EDF doit définir des dispositions pour assurer la maîtrise de la réactivité et le refroidissement du cœur dans cette situation.

Ces points font l'objet de la prescription [Étude-D] de l'ASN [48].

De plus, lors de la phase d'orientation du réexamen [6], l'ASN a demandé à EDF, en cas de non-respect des critères de sûreté associés au domaine de dimensionnement, d'identifier les éventuelles dispositions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier et examiner leur faisabilité et leur intérêt. Lors de

L'instruction, EDF s'est engagée à évaluer, avant fin 2020, les effets du fonctionnement au-delà des durées de cycle naturel sur la tenue mécanique des assemblages de combustible afin d'apprécier l'impact effectif de la prolongation de cycle et à étudier la possibilité de mettre en œuvre d'autres leviers de nature à limiter les sollicitations mécaniques des assemblages en conditions accidentelles.

5.3.1.3.8 *Transposition des conditions de fonctionnement PCC du réacteur EPR de Flamanville*

EDF a évalué les conditions de fonctionnement de l'EPR pour les réacteurs de 900 MWe : ces études montrent que les critères de sûreté du domaine de dimensionnement des réacteurs de 900 MWe sont respectés pour la plupart des PCC du réacteur EPR de Flamanville transposées aux réacteurs de 900 MWe. Pour les autres, les études réalisées avec les règles d'étude des accidents du domaine complémentaire, c'est-à-dire sans aggravant et sans cumul MDTE, montrent que les critères sont respectés.

Les PCC ne respectant pas les critères de sûreté avec les règles d'études des conditions de fonctionnement de dimensionnement sont les suivants :

- la dilution de l'eau borée due à la rupture d'un tube de l'échangeur de chaleur du circuit d'étanchéité des pompes primaires, qu'EDF s'est engagée, à la fin de l'instruction, à intégrer aux conditions de fonctionnement de dimensionnement (voir paragraphe 5.3.1.3.2) ;
- les brèches sur le circuit primaire ou sur le circuit RRA en état d'arrêt sont étudiées au titre des études du domaine complémentaire. Elles ont conduit à définir des dispositions complémentaires, notamment des moyens d'appoint manuels (à savoir la mise en service manuelle de l'injection de sécurité et la mise en service manuelle d'un appoint au primaire). Il est à noter que ces mêmes situations étudiées à la conception de l'EPR permettent de définir les seuils pour lesquels un système d'appoint est mis en œuvre automatiquement. La prise en compte de ces situations sur les réacteurs de 900 MWe comme conditions de fonctionnement de dimensionnement avec des moyens d'appoint manuels ne permettra pas d'atteindre, en tout état de cause, la fiabilité associée à des moyens automatiques. Ces situations en état d'arrêt ne constituent pas des contributeurs majeurs de l'étude probabiliste de sûreté de niveau 1 et l'ASN considère donc acceptable de conserver ces études dans le domaine complémentaire.

5.3.1.3.9 *Transposition des délais avant la première intervention des opérateurs du réacteur EPR de Flamanville*

EDF a évalué l'impact d'une augmentation du délai opérateur en retenant, pour les conditions de fonctionnement de dimensionnement, les délais pris en compte dans les études de l'EPR de Flamanville. L'ASN note que les modifications apportées dans le cadre du quatrième réexamen périodique permettent le respect des critères de sûreté, à l'exception de l'accident de dilution incontrôlée du bore, pour les réacteurs de la centrale du Bugey. Pour cet accident, la mise en place de grappes supplémentaires, prévues par EDF, permettra d'améliorer la maîtrise de la réactivité (voir paragraphe 5.3.2.3).

5.3.2 Conditions de fonctionnement complémentaires

Le domaine de dimensionnement historique a été complété, au fur et à mesure des réévaluations de sûreté, par un domaine dit « complémentaire » pour lequel la sûreté de l'installation est vérifiée sur la base de méthodes réalistes.

5.3.2.1 *Objectifs spécifiques du réexamen*

L'objectif des études du domaine complémentaire est de vérifier que les dispositions dites « complémentaires » mises en œuvre permettent de ramener à un niveau acceptable les conséquences d'événements déclencheurs différents, éventuellement plus complexes, que ceux pris en compte dans les conditions de fonctionnement de dimensionnement.

5.3.2.2 Synthèse des études réalisées pour le cœur du réacteur

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a mis à jour la liste des dispositions complémentaires ainsi que l'ensemble des études des conditions de fonctionnement complémentaires selon une nouvelle démarche dite du « domaine complémentaire rénové », comparable à celle appliquée pour le réacteur EPR de Flamanville.

Cette démarche a évolué par rapport au référentiel précédent, notamment en termes :

- d'utilisation d'hypothèses réalistes, en s'assurant de l'absence d'effet falaise lors des variations des paramètres physiques autour des valeurs retenues ;
- de délai avant la première intervention de l'opérateur, qui est maintenant similaire à celui retenu pour les conditions de fonctionnement de dimensionnement (20 minutes en salle de commande, 25 ou 35 minutes pour les actions réalisées en local) ;
- du remontage probabiliste global, qui est désormais porté par l'étude probabiliste de sûreté de référence.

5.3.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN souligne l'ampleur du travail, réalisé par EDF, que constitue la reprise de l'ensemble des études du domaine complémentaire. À l'issue de son instruction, l'ASN considère acceptable la liste des dispositions complémentaires telle que définie et complétée par les engagements pris par EDF. Par ailleurs, l'ASN considère globalement satisfaisantes les études des conditions de fonctionnement complémentaires, sous réserve des compléments qu'EDF s'est engagée à transmettre.

L'ASN considère acceptable l'utilisation de la méthode rénovée dans le cadre du réexamen. L'ASN souligne qu'EDF a décliné en général la méthode en retenant des hypothèses pénalisantes pour les paramètres dominants, ce qui permet de montrer le respect des critères de sûreté avec un taux de couverture élevé.

Toutefois, l'ASN constate qu'EDF ne prend pas en compte les déformations latérales des assemblages de combustible dans le cadre des études du domaine complémentaire. Ce phénomène physique est retenu par EDF uniquement pour les études du domaine de dimensionnement. L'ASN considère que le phénomène physique de déformation latérale des assemblages, qui est un phénomène avéré dans les réacteurs en exploitation, doit être pris en compte par EDF comme hypothèse des études du domaine complémentaire pour les prochains réexamens.

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF n'a pas évalué l'impact de la prise en compte des délais avant la première intervention des opérateurs retenus pour l'EPR sur les études du domaine complémentaire. L'ASN considère qu'EDF doit analyser cet impact. L'analyse à réaliser devra permettre d'identifier d'éventuels risques d'effet falaise. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Pour ce qui concerne l'étude de la perte totale de la source froide d'un réacteur de la centrale nucléaire de Bugey (situation dite « H1 de tranche »), EDF a étudié uniquement la perte totale du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI), estimant que ce scénario couvre les scénarios de perte du circuit d'eau brute secourue (SEC) seule ou suivie de la perte du RRI. L'ASN considère que l'étude de la perte totale du RRI ne constitue pas une étude enveloppe de l'ensemble des situations possibles de perte totale de la source froide. La conduite prescrite différant selon l'origine de la perte totale de la source froide, l'ASN considère que l'atteinte de l'état de repli pour l'ensemble des situations « H1 de tranche » n'a pas été démontrée de manière enveloppe. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire de Bugey, l'ASN considère que la démonstration d'EDF de la maîtrise de la réactivité a été apportée de manière satisfaisante pour les études du domaine complémentaire, à la réserve de l'étude de la perte totale des alimentations électriques secourues (situation « H3 ») due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques 6,6 kV secourus (situation dite

« DCC-LH), la sous-criticité après la chute des grappes (marge d'arrêt) étant plus faible sur les réacteurs utilisant la gestion de combustible « Cyclades » que pour les réacteurs utilisant la gestion « Parité MOX ». Ceci est notamment lié au nombre limité de grappes de commande (48 grappes) alors que, pour la gestion de combustible « Parité MOX » des réacteurs de type CPY, le nombre de grappes est notablement plus important (61 grappes).

La mise en place de grappes supplémentaires, prévue par EDF, permettra d'améliorer la maîtrise de la réactivité pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

L'ASN considère donc qu'EDF doit étudier et mettre en œuvre, pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, des modifications matérielles pour améliorer significativement la maîtrise de la réactivité.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser cette modification, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, compte tenu des enjeux, l'ASN encadre sa réalisation par une prescription [48] ([Étude-C]).**

Pour ce qui concerne l'étude de défaillance de cause commune des tableaux électriques 6,6 kV secourus (DCC-LH) des réacteurs de 900 MWe, la procédure de conduite demande à l'opérateur de dépressuriser le circuit primaire jusqu'à l'atteinte de la pression de décharge des accumulateurs d'injection de sécurité. Avant la vidange complète des accumulateurs, à un seuil en pression primaire dimensionné pour éviter que l'azote⁶⁴ qu'ils contiennent ne soit injecté dans le circuit primaire, l'opérateur doit procéder à leur isolement. Le seuil d'isolement des accumulateurs retenu par EDF dans l'étude tient compte des incertitudes liées à la mesure de la pression. En revanche, EDF n'a pas justifié le caractère enveloppe du délai nécessaire à l'opérateur pour réaliser, à l'atteinte de ce seuil, l'action d'isolement des accumulateurs, et n'a pas pris en compte le temps de fermeture des vannes d'isolement. Pour ces scénarios, l'ASN considère donc qu'EDF doit vérifier que le seuil d'isolement des accumulateurs retenu dans les procédures de conduite prévient le risque d'injection d'azote dans le circuit primaire avec une fuite aux joints des groupes motopompes primaires inférieure à 2 tonnes par pompe et par heure en prenant en compte une valeur enveloppe du délai d'action de l'opérateur à l'atteinte du seuil d'isolement et le temps de fermeture des vannes d'isolement, ainsi que l'incertitude de mesure de la pression primaire. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Par ailleurs, en ce qui concerne les situations « H3 » affectant un ou plusieurs réacteurs, l'évacuation de la puissance résiduelle du réacteur est assurée par les générateurs de vapeur. L'alimentation en eau des générateurs de vapeur est apportée par la turbopompe du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG). Dans une situation « H3 », la perte des sources électriques provoque l'arrêt de la ventilation du local de la turbopompe, ce qui conduit à une augmentation de la température de ce local, susceptible, à terme, de remettre en cause le fonctionnement de la turbopompe. EDF estime que cette turbopompe est capable de fonctionner pendant les premières heures sans ventilation des locaux. Toutefois, EDF n'a pas réalisé d'études thermiques permettant de justifier cette assertion et n'a donc pas démontré que les températures atteintes dans ces locaux restent inférieures aux températures admissibles des équipements nécessaires au fonctionnement de la turbopompe. Ce point fait l'objet d'une prescription (voir paragraphe 4.1.2.4 relatif aux essais particuliers).

5.3.3 Études justificatives particulières

5.3.3.1 Objectifs spécifiques du réexamen

En complément des études des conditions de fonctionnement de dimensionnement et complémentaires, des études justificatives particulières sont réalisées par EDF afin d'évaluer la robustesse des installations dans des situations accidentelles, en tenant compte de phénomènes physiques non appréhendés à la conception.

⁶⁴ L'azote a pour effet de dégrader les échanges entre les circuits primaire et secondaires.

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, l'ASN a demandé à EDF, par courrier en référence [6], d'étudier le risque de dilution inhérente à l'accident de perte de réfrigérant primaire en mettant en œuvre les règles d'étude des conditions de fonctionnement de dimensionnement. L'ASN a également demandé à EDF d'évaluer les conséquences du passage de bouchons d'eau faiblement borée dans des conditions enveloppes des situations accidentelles susceptibles d'être rencontrées en réacteur, afin de couvrir les méconnaissances actuelles relatives aux situations à considérer⁶⁵.

5.3.3.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a réalisé les trois études justificatives particulières suivantes :

- les études relatives au risque d'interaction entre les pastilles de combustible et les gaines (IPG) pour l'ensemble des cycles de la gestion prévisionnelle ainsi que pour certains « cycles variables de conception »⁶⁶ : le risque de rupture de gaine par IPG en transitoires de catégorie 2 n'était pas identifié dans les rapports de sûreté au moment de la conception des réacteurs de 900 MWe. Il contribue maintenant à la définition des spécifications techniques d'exploitation de ces réacteurs pour prévenir le risque IPG ;
- l'accident de brèche primaire correspondant à une rupture guillotine doublement débattue d'une tuyauterie du circuit primaire : cette étude vise à vérifier la robustesse de la refroidissabilité du cœur pour des tailles de brèche supérieures à celles retenues en conditions de fonctionnement de dimensionnement ;
- l'accident de brèche primaire vis-à-vis du risque de dilution inhérente : lors d'un transitoire d'accident de perte de réfrigérant primaire, l'arrêt des pompes primaires suivi de l'arrêt de la circulation naturelle (thermosiphon) peut conduire à la formation et à l'accumulation dans certaines parties du circuit primaire de volumes d'eau faiblement borée (dits « bouchons d'eau ») par condensation de la vapeur dans les tubes des générateurs de vapeur. Or, les procédures de conduite accidentelle requièrent d'initier, durant le transitoire, un refroidissement par le circuit secondaire pouvant conduire à l'envoi de ces bouchons d'eau non borée vers le cœur du réacteur lors de la reprise de la circulation naturelle dans le circuit primaire, ce qui est susceptible d'induire un risque de retour incontrôlé en puissance.

L'ensemble de ces études est réalisé en considérant des hypothèses réalistes.

5.3.3.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère satisfaisantes les études relatives au risque d'interaction pastille gaine et à l'accident de brèche primaire avec une rupture de tuyauterie principale doublement débattue.

Les études de dilution inhérente réalisées par EDF, en retenant des bouchons d'eau de gros volume et des hypothèses réalistes pour les calculs de neutronique, montrent l'absence de conséquences inacceptables sur l'intégrité du combustible des réacteurs de 900 MWe.

⁶⁵ EDF a exploité des essais sur la boucle expérimentale PKL afin d'évaluer en particulier les volumes de bouchon d'eau non borée injectée dans le cœur, le nombre de bouchons envoyés simultanément et la cinétique d'envoi de ces bouchons. La boucle PKL est un dispositif expérimental exploité par Framatome en Allemagne. Elle représente à une échelle réduite en volume et en puissance et à l'échelle 1 en hauteur, le circuit primaire et secondaire d'un réacteur à eau sous pression allemand de type Konvoi.

⁶⁶ Cycles variables de conception : cycles de production qui s'écartent notablement des gestions prévisionnelles retenues au stade des études de sûreté génériques des gestions de combustible. La variabilité se caractérise par des fluctuations sur le nombre d'assemblages neufs de la recharge, la proportion d'assemblages MOX et UO₂ neufs dans la recharge ou la longueur du cycle. Ces fluctuations peuvent se manifester de manière ponctuelle ou répétée lors de campagnes successives.

5.3.4 Synthèse et prescriptions portant sur les études d'accident des réacteurs

EDF a réalisé un important travail de reprise de l'ensemble de ses études (études de dimensionnement, études du domaine complémentaire et études dites justificatives particulières), en déclinant un ensemble de nouveaux référentiels et en intégrant les enseignements des instructions précédentes. De façon générale, les modifications prévues par EDF dans le cadre du réexamen pour limiter les conséquences de certains événements initiateurs constituent des améliorations pour la sûreté des réacteurs.

L'ASN prescrit à EDF de s'assurer de la maîtrise de la réactivité dans certaines situations (situations de dilution homogène du circuit primaire, d'accident de perte de réfrigérant primaire compte tenu du risque de flambage des grilles des assemblages de combustible ainsi qu'en cas de perte totale des alimentations électriques) et, le cas échéant, de définir des dispositions complémentaires. De plus, l'ASN demande à EDF de réaliser des essais de flux critique pour vérifier l'applicabilité de la corrélation utilisée pour les crayons périphériques d'assemblages de combustible déformés.

Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de réévaluer les études probabilistes de sûreté associées aux événements d'origine interne. Cet éclairage probabiliste a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

Les modifications issues des études réévaluées permettront d'améliorer la gestion des situations d'incident et d'accident sans fusion du cœur et, par conséquent, d'améliorer la prévention des accidents avec fusion du cœur. Les résultats de ces études et les modifications prévues par EDF, complétés des demandes de l'ASN, permettront de répondre aux objectifs visés pour ce réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Transitoires de dilution pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey

[Étude-A] Au plus tard le 31 décembre 2021, l'exploitant évalue, pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, le délai nécessaire à l'opérateur pour réaliser la première intervention pour arrêter la dilution lors des transitoires suivants :

- dilution par rupture de tube de l'échangeur du circuit d'étanchéité des pompes primaires (CEPP) dans les états d'arrêt pour intervention (API) et d'arrêt pour rechargement (APR) ;
- dilution par rupture de tube de l'échangeur non régénérateur (ENR) pour l'état d'arrêt normal « AN/RRA » avec les pompes primaires arrêtées.

Dans le cas où ce délai serait supérieur au délai conventionnel retenu dans les études, l'exploitant précise le nouveau délai à prendre en compte. Il vérifie que les critères de sûreté sont respectés, en tenant compte de ce nouveau délai et des autres règles d'étude du domaine de dimensionnement. À défaut, au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

Validité de la corrélation de flux critique en présence d'assemblages déformés latéralement

[Étude-B] Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant évalue, par une démarche expérimentale, la validité de la corrélation de flux critique utilisée en périphérie des assemblages déformés. À la même date, il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.

L'exploitant transmet au plus tard le 30 juin 2021 un programme détaillé des configurations d'essais à réaliser.

Sous-criticité en situation de perte totale des alimentations électriques due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques LH pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey

[Étude-C] I.– Au plus tard le 31 décembre 2022, l'exploitant définit les modifications nécessaires afin d'éviter le retour en criticité en situation de perte totale des alimentations électriques due à une défaillance de cause commune des tableaux électriques LH pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

II.– L'exploitant met en œuvre les modifications mentionnées au I.

Comportement mécanique des assemblages de combustible

[Étude-D] I.– Au plus tard le 30 juin 2023, l'exploitant réalise des essais permettant de caractériser la limite de flambage des grilles des assemblages de combustible.

À la même date, l'exploitant évalue le comportement mécanique des assemblages en situation d'accident de perte de réfrigérant primaire de quatrième catégorie cumulée avec un séisme survenant de manière concomitante sur la base d'une méthode validée, intégrant des hypothèses et des règles adaptées aux incertitudes et aux limites des connaissances des phénomènes mis en jeu.

II.– En cas de dépassement de la valeur garantissant l'absence de flambage, l'exploitant définit des dispositions à mettre en œuvre pour assurer la maîtrise de la réactivité et le refroidissement du cœur dans cette situation et le calendrier associé.

5.4 RÉÉVALUATION DE LA SÛRETÉ DE LA PISCINE D'ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE

Les situations pouvant affecter la sûreté de l'entreposage et de la manutention du combustible peuvent être réparties en trois grandes familles :

- les incidents, accidents ou agressions affectant le refroidissement de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible ;
- les incidents, accidents ou agressions affectant l'inventaire en eau de la piscine d'entreposage du combustible ;
- les accidents de manutention des assemblages de combustible.

5.4.1 Objectifs spécifiques du réexamen

EDF a retenu comme objectif de sûreté de rendre extrêmement improbable le découvrément des assemblages de combustible en piscine d'entreposage lors de vidanges accidentelles ou de perte de refroidissement.

L'ASN a rappelé [6] que « *des études de réévaluation de la sûreté de ces piscines doivent être conduites au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs et 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 du combustible* ».

En ce qui concerne les situations du domaine de dimensionnement, l'ASN a en particulier rappelé [2] la demande d'évaluer le comportement des réacteurs pour les conditions de fonctionnement PCC (« *Plant Condition Categories* ») pertinentes retenues à la conception du réacteur EPR de Flamanville, en appliquant les règles d'étude du domaine de dimensionnement des réacteurs en fonctionnement. EDF a présenté dans le cadre de son dossier d'orientation du réexamen périodique [23] une démarche, qui ne répondait que partiellement à cette demande. L'ASN a ainsi demandé [6] « *d'évaluer [...] le comportement des réacteurs de 900 MWe pour les événements et délais opérateur du référentiel de l'EPR, en appliquant les règles des études des conditions de fonctionnement de dimensionnement* » et « *en cas de non-respect des critères de sûreté associés au domaine de dimensionnement, [...] d'analyser les raisons du dépassement de ces critères, d'identifier les éventuelles dispositions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier et d'examiner leur faisabilité et leur intérêt* ».

5.4.2 Synthèse des études réalisées par EDF

EDF a réévalué, au cours de la phase générique du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, la sûreté des piscines d'entreposage du combustible, notamment :

- la prévention et la maîtrise des incidents et accidents affectant les assemblages de combustible entreposés ou manutentionnés ;
- la protection des systèmes de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible contre les agressions d'origine interne ;
- les risques associés à la manutention des emballages de transport du combustible usé.

Dans le cadre de ces études, EDF a valorisé des modifications qui seront mises en œuvre pour le quatrième réexamen périodique. Il s'agit notamment de :

- l'arrêt automatique des pompes du système de traitement et de réfrigération des piscines d'entreposage du combustible (PTR) et l'isolement automatique de la ligne d'aspiration PTR lors de l'atteinte d'un niveau « très bas » dans la piscine d'entreposage du combustible ;
- la mise en place d'un clapet anti-retour sur la ligne de refoulement du circuit PTR à une altimétrie supérieure au niveau supérieur d'un assemblage en manutention, qui apporte une redondance et une diversification au casse-siphon ;

- la mise en place d'un nouveau circuit d'injection d'eau (SEG) appartenant au « noyau dur », constitué de moyens flexibles et de connexions présentes dans le bâtiment sur les lignes d'injection d'eau du système PTR. Le SEG est alimenté par la nouvelle source d'eau ultime (système SEU) ;
- un moyen supplémentaire et diversifié du système PTR, dit « PTR bis », constitué de circuits fixes existants et de moyens mobiles, acheminés par la force d'action rapide du nucléaire (FARN). Le système PTR bis permet, en cas de perte du système PTR (due à une agression extrême, à la perte des sources électriques, à la perte de la source froide...), la reprise du refroidissement de la piscine d'entreposage en circuit fermé.

5.4.2.1 Prévention et maîtrise des incidents et accidents affectant les assemblages de combustible entreposés ou manutentionnés

Pour statuer sur le caractère suffisant de la démonstration de sûreté nucléaire pour ce qui concerne la prévention et la maîtrise des incidents et accidents affectant les piscines d'entreposage du combustible, EDF a étudié :

- le risque de criticité durant les activités liées à l'exploitation du bâtiment du combustible ;
- les accidents de perte de refroidissement ou de vidange de la piscine d'entreposage retenus dans le rapport de sûreté au titre du domaine complémentaire ;
- les conditions de fonctionnement relatives à la piscine d'entreposage issues des PCC du réacteur EPR de Flamanville, qui étudient des défaillances d'équipements nécessaires à la sûreté de la piscine d'entreposage. EDF a défini les règles d'étude associées, pour ce qui concerne :
 - le classement des systèmes utilisés lors du transitoire,
 - la définition et la prise en compte de l'aggravant,
 - les modalités du cumul avec un manque de tension externe (MDTE),
 - les délais à considérer avant la première intervention des opérateurs,
 - les exigences associées à l'état sûr.

Classement des systèmes utilisés lors du transitoire

En cohérence avec les règles des études d'accident de dimensionnement appliquées au réacteur, EDF valorise, pour les accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible, les matériels qui relèvent d'un classement de sûreté⁶⁷, sauf pour les accidents à cinétique lente ou dans la phase long terme de l'accident. Pour ces cas, EDF justifie la capacité du système à garantir sa fonction dans les conditions induites par le transitoire et l'accessibilité aux locaux.

Définition et prise en compte de l'aggravant

EDF précise dans son dossier que « l'aggravant à prendre en compte est une défaillance unique active indépendante de l'événement initiateur. En cohérence avec les règles retenues pour la piscine du réacteur EPR, aucune défaillance passive n'est considérée sur le [circuit] PTR lui-même en raison de la spécificité du refroidissement de l'eau des piscines (pression faible dans le circuit, suivi en service, fonctionnement en continu) ».

Modalités du cumul MDTE

EDF retient le cumul du manque de tension externe (MDTE) pour les accidents de catégorie 4. Dans ce cas, aucun aggravant n'est appliqué.

⁶⁷ Le classement de sûreté d'un matériel définit des exigences de conception, fabrication, réalisation et suivi en exploitation.

Délais à considérer avant la première intervention des opérateurs

EDF a retenu les délais conventionnels des études relatives aux accidents survenant sur le réacteur. Par ailleurs, pour la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention, EDF retient un délai de 30 minutes, et en cas de perte des alimentations électriques, un délai de deux heures.

Exigences associées à l'état sûr retenu

EDF définit l'état sûr comme un état dans lequel :

- la maîtrise de la réactivité est assurée ;
- le refroidissement des assemblages est assuré. Celui-ci peut être assuré par l'ébullition de l'eau de la piscine et la réalisation d'un appoint en eau qui permet de maintenir un niveau d'eau tel que les assemblages de combustible ne sont pas découverts.

En cas d'ébullition, un exutoire du bâtiment du combustible est ouvert afin de diminuer la pression dans le hall du bâtiment.

Pour certaines des études réalisées au titre de la transposition des PCC du réacteur EPR de Flamanville EDF conclut qu'il serait nécessaire d'introduire des exigences de suivi en exploitation supplémentaires pour le nouveau moyen d'appoint en eau à la piscine, ainsi que des moyens d'isolement redondants pour annuler certaines fuites.

5.4.2.2 Protection des systèmes de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible contre les agressions d'origine interne, hors chute d'emballage

Les agressions prises en compte par EDF sont l'incendie, l'explosion d'origine interne, l'inondation d'origine interne, les défaillances de tuyauterie de haute énergie (RTHE) et les chutes de charge lourde.

EDF a identifié les dommages potentiellement occasionnés par chaque agression sur le système de refroidissement des piscines, en examinant :

- les dispositions permettant de limiter les risques de défaillance de cause commune sur les équipements du circuit assurant le refroidissement de la piscine ;
- les dispositions, en cas de perte du système de refroidissement de la piscine suite à une agression, pour effectuer un appoint en eau dans la piscine et restaurer le refroidissement des assemblages (délais, moyens disponibles...). Dans ces situations, EDF retient la même définition de l'état sûr que pour les événements internes.

EDF a retenu, pour la piscine, les mêmes règles d'études que pour l'étude des conséquences des agressions sur la chaudière.

Risque lié à l'incendie

EDF a identifié un risque de défaillance de cause commune des deux pompes redondantes du système PTR. En effet, ces pompes sont installées côte à côte dans un volume de feu de sûreté⁶⁸ où cheminent leurs câbles d'alimentation (et les câbles de contrôle pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey). Ces équipements peuvent donc être endommagés par un même incendie. EDF a prévu la mise en place d'un écran de protection résistant aux flammes entre les deux pompes. EDF estime que cet écran de protection permet de prévenir le risque d'agression des câbles d'alimentation des deux voies dans le local des pompes pour les réacteurs de type CPY. En revanche, pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, cet écran de protection ne permet pas, compte tenu de la configuration des locaux et des équipements, de protéger les câbles d'alimentation et de contrôle des pompes contre l'incendie. EDF prévoit donc de mettre en place un enrubannage de ces câbles contre l'incendie.

⁶⁸ Volume de feu : un ou plusieurs locaux délimités par des parois (séparation physique) ou des frontières (sans séparation physique) assurant un éloignement entre les matières combustibles et les équipements, s'opposant à la propagation de l'incendie. EDF distingue deux types de volumes de feu de sûreté : le secteur de feu de sûreté (délimité par une sectorisation physique) et la zone de feu de sûreté (délimité en fonction de critères d'éloignement).

Risque lié à l'explosion

EDF a réalisé un état des lieux en ce qui concerne la protection contre l'explosion d'origine interne des systèmes permettant l'évacuation de la puissance résiduelle et le maintien de l'inventaire en eau des piscines d'entreposage du combustible.

EDF considère qu'il n'y a pas de risque d'explosion dans le bâtiment du combustible puisqu'aucun circuit véhiculant du gaz inflammable n'y est présent.

EDF a réalisé des études, en cas d'explosion survenant dans les bâtiments adjacents (bâtiment des auxiliaires nucléaires BAN et bâtiment électrique BL), qui concluent à l'absence d'endommagement du génie civil du bâtiment du combustible. Lors de ces études, EDF a identifié un groupe de locaux du BAN dans lesquels une explosion est susceptible d'entraîner la perte des moyens de refroidissement du système PTR. Pour pallier la perte du système PTR, EDF valorise le nouveau circuit d'injection d'eau SEG pour évacuer la puissance résiduelle par ébullition et compenser le débit d'évaporation.

Risque lié à l'inondation d'origine interne et à la défaillance de tuyauteries à haute énergie (RTHE)

EDF a étudié le risque de défaillance de cause commune du système PTR en cas d'inondation et a identifié plusieurs scénarios d'inondation ou de RTHE conduisant à un mode commun de perte des voies redondantes du système de refroidissement des piscines. En cas de situation confirmée de perte de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible, les procédures de conduite prévoient la réalisation d'un appoint d'eau manuel pour évacuer la puissance résiduelle par ébullition et compenser le débit d'évaporation.

Par ailleurs, EDF a étudié également les conséquences d'une fuite postulée sur une tuyauterie, dont celles du système de refroidissement connectées à la piscine (les conséquences sont étudiées en termes d'inondation sur les équipements et de capacité à gérer la fuite pour éviter le découlement des assemblages de combustible) :

- pour les scénarios de fuite non isolable « conventionnelle »⁶⁹, EDF valorise l'appoint à la piscine pour maintenir le niveau d'eau. L'appoint, utilisé en continu, alimenterait la fuite. EDF indique que l'eau collectée par les systèmes de drainage jusqu'à un puisard serait reprise par les pompes d'exhaure vers le système de traitement des effluents usés ;
- pour les scénarios de fuite isolable « conventionnelle », EDF indique que l'appoint à la piscine compense systématiquement la fuite, que le volume d'eau déversé par la brèche n'affecte pas les moyens d'isolement et que ce volume reste confiné dans les niveaux inférieurs du bâtiment du combustible sans conséquence pour la sûreté.

EDF conclut que le maintien sous eau des assemblages de combustible entreposés dans la piscine serait toujours assuré.

Risque lié aux chutes de charge

EDF a étudié les risques de collision et de chute de charge dans le bâtiment du combustible.

En dehors des manutentions des emballages de combustibles qui font l'objet du paragraphe ci-après, EDF a vérifié que les collisions ou chutes de charge, manipulée par le pont auxiliaire et les autres moyens de manutention, ne présentent pas de risque pour l'installation, ou sont couvertes par les accidents de manutention de combustible.

⁶⁹ Les fuites étudiées dans le cadre des accidents de dimensionnement par EDF concernent uniquement des brèches conventionnelles de section $e.D/4$, où e est l'épaisseur de la paroi de la tuyauterie et D est le diamètre intérieur de la tuyauterie.

5.4.2.3 Risques associés à la manutention des emballages de transport du combustible

Pour les réacteurs de 900 MWe, les emballages de transport, d'une masse de 110 tonnes ou plus, sont manutentionnés par un pont lourd sur une hauteur pouvant dépasser les 20 mètres. Cette manutention est réalisée dans une partie spécifique du bâtiment du combustible, distincte de la piscine d'entreposage des assemblages de combustible, qui comprend plusieurs zones : la fosse de chargement, la trémie de manutention, la fosse de préparation (uniquement pour les réacteurs de type CPY) et le bâtiment de manutention (uniquement pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey).

Les conséquences d'une chute d'emballage peuvent être de plusieurs natures :

- la perte d'intégrité de la piscine d'entreposage par ébranlement des structures et, en conséquence, le dénoyage du combustible entreposé. Afin de limiter ces risques, des dispositifs amortisseurs d'énergie (DAE) de différents types selon les réacteurs sont installés ou le seront prochainement ;
- les risques associés aux phénomènes susceptibles de se produire dans l'emballage (risque de criticité, de dispersion de radionucléides, de production d'hydrogène par radiolyse de l'eau présente dans l'emballage, d'échauffement des assemblages de combustible usés et d'oxydation des gaines des crayons de combustible).

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a examiné ces deux aspects en réponse aux demandes de l'ASN SUR n° 11 et n° 12 [6].

Chute d'emballage dans la fosse de chargement

Pour l'étude de la tenue des structures dans les fosses de chargement en cas de chute d'emballage, EDF conclut à l'absence de conséquences d'une chute d'un emballage en fosse de chargement sur les éléments structuraux de la piscine d'entreposage du combustible des réacteurs de 900 MWe.

Chute d'emballage dans la trémie de manutention (réacteurs du Bugey et de type CPY) et dans la fosse de préparation (réacteurs de type CPY)

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, EDF a justifié l'absence de conséquence de la chute d'un emballage dans la trémie de manutention sur les éléments structuraux du bâtiment du combustible pour une chute de 21 mètres de hauteur en présence du dispositif amortisseur d'énergie (DAE) sur la dalle du niveau + 0,00 mètre. Pour une chute d'une hauteur de 5,5 mètres (hauteur au-delà de laquelle le DAE est mis en place), EDF conclut que « *la ruine de la dalle à 0,00 mètre [...] est certaine* » mais que l'état du radier ne remet pas en cause l'intégrité de la piscine d'entreposage.

Pour les réacteurs de 900 MWe de type CPY, EDF précise que l'étude de la chute de l'emballage dans la fosse de chargement couvre celui de la chute dans la trémie de manutention ainsi que celle dans la fosse de préparation, étant donnée la similarité des dispositifs amortisseurs et la proximité de la fosse de chargement par rapport à la piscine d'entreposage.

Risques associés aux différents phénomènes susceptibles de se produire dans l'emballage à la suite de sa chute

EDF a étudié les risques de criticité associés à la chute d'un emballage et a apporté des réponses complémentaires quant au caractère enveloppe des cas étudiés en termes de configurations d'emballages et d'enrichissement des combustibles.

EDF a également étudié les risques liés à la production d'hydrogène par radiolyse de l'eau présente dans l'emballage qui peut, soit être évacué vers le hall du bâtiment du combustible, soit se concentrer dans le ciel de l'emballage, selon la capacité de l'événement à évacuer la surpression engendrée, et son éventuel endommagement suite à la chute. Seul le risque de concentration dans le ciel de l'emballage est analysé, EDF considérant que le débit de radiolyse n'est pas suffisamment important pour atteindre la limite inférieure d'inflammabilité (LII) en termes de concentration d'hydrogène dans le hall du bâtiment du combustible.

Par ailleurs, EDF a évalué le risque de perte d'intégrité des gaines des crayons de combustible suite à leur oxydation et considère que les délais disponibles sont suffisants pour gérer cette situation.

Enfin, EDF a évalué les conséquences radiologiques en cas de chute d'emballage : celles-ci sont inférieures aux valeurs repères retenues pour les accidents de dimensionnement de catégorie 4.

5.4.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

5.4.3.1 Position générale

L'ASN souligne le travail réalisé par EDF en termes d'études de sûreté et de définition de dispositions supplémentaires définies au regard des objectifs retenus pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

En effet, les accidents de perte de refroidissement et de vidange de la piscine d'entreposage des assemblages de combustible n'avaient pas été étudiés à la conception. Ils ont depuis été partiellement introduits dans la démonstration de sûreté. Par ailleurs, les systèmes de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible des réacteurs français n'ont pas bénéficié, à leur conception, d'une séparation physique de leurs deux voies de sûreté redondantes. Cette conception peut les rendre donc particulièrement vulnérables aux agressions d'origine interne qui peuvent entraîner des défaillances de cause commune de deux voies redondantes des circuits de refroidissement.

Le quatrième réexamen périodique est l'occasion de proposer une approche systématique pour définir les initiateurs incidentels ou accidentels à considérer pour la piscine, les exigences de sûreté à retenir pour les situations incidentelles ou accidentelles ou les agressions, ainsi que les règles d'études pour les étudier.

5.4.3.2 Objectifs de sûreté et exigences associées à l'état sûr

EDF a retenu comme objectif de sûreté de « rendre le découverture des assemblages de combustible en piscine d'entreposage lors de vidanges accidentelles et de perte de refroidissement extrêmement improbable ». L'ASN note que l'objectif retenu par EDF ne permet pas de répondre totalement à l'objectif du quatrième réexamen, rappelé par l'ASN [6], à savoir que « des études de réévaluation de la sûreté de ces piscines doivent être conduites au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs et 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 du combustible ». En effet, l'instruction a mis en évidence des situations susceptibles de mener à une fusion du combustible dans le bâtiment du combustible, qui ne sont associées ni à une vidange accidentelle, ni à une perte de refroidissement. EDF s'est engagée à transmettre la liste des situations susceptibles de mener à une fusion de combustible dans le bâtiment du combustible et à justifier que ces situations sont :

- soit extrêmement improbables ;
- soit que la cinétique des rejets est compatible avec la mise en œuvre de mesures de protection des populations.

Les accidents conduisant à des rejets importants mais différés sont susceptibles d'avoir des conséquences notables sur l'environnement et les personnes. Pour ces situations, il convient de privilégier une démarche de défense en profondeur et rechercher, dans la mesure du possible, des dispositions pour limiter leurs conséquences, en complément de dispositions pour les prévenir. Il convient donc qu'EDF étudie également ces situations. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Par ailleurs, l'ASN considère que l'état sûr visé doit correspondre à un état pour lequel les trois fonctions fondamentales de sûreté (maîtrise de la réactivité, évacuation de la puissance résiduelle, confinement des substances radioactives) sont assurées durablement.

L'état sûr proposé par EDF ne peut pas être considéré comme un état durable de l'installation. En effet :

- une source d'eau illimitée est nécessaire pour compenser l'ébullition de la piscine sur la durée ;
- l'ambiance en vapeur dans le hall du bâtiment du combustible, en cas d'ébullition durable dans la piscine, rend complexe toute intervention humaine.

En outre, la nécessité d'ouverture d'un exutoire pour évacuer la vapeur d'eau implique des rejets, faibles mais durables dans l'environnement.

L'ASN considère que l'état sûr doit inclure à terme la reprise du refroidissement en boucle fermée et l'arrêt des rejets. Ceci signifie que la reprise du refroidissement doit être garantie, même à la suite d'une ébullition de la piscine, et doit être assurée par un circuit fermé.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à lister les situations accidentelles (y compris celles liées à des agressions) pour lesquelles l'absence d'ébullition à terme ne peut pas être atteinte et, pour ces situations, à prévoir, au titre de la gestion post-accidentelle, des dispositions pour atteindre cet état sûr sans ébullition.

Compte tenu des enjeux, l'ASN encadre ce sujet par la prescription [PISC-C] [48].

5.4.3.3 Prévention et maîtrise des incidents et accidents affectant les assemblages de combustible entreposés ou manutentionnés

Dans le rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe actuel, EDF ne retient pas, dans le domaine de dimensionnement, de situation accidentelle associée à la défaillance d'un équipement nécessaire à la sûreté de la piscine d'entreposage.

Les accidents de perte de refroidissement et de vidange de la piscine d'entreposage sont en effet présentés dans le rapport de sûreté au titre des études du domaine complémentaire. Ces études conduisent notamment à définir les dispositions suivantes :

- la mise en service manuelle d'un appoint à la piscine d'entreposage ;
- la fermeture automatique de la vanne d'aspiration du circuit de refroidissement (PTR).

Ces études sont réalisées sans prendre en compte un aggravant.

Dans le cadre du réexamen, en réponse à la demande de l'ASN, EDF a étudié les conditions de fonctionnement de dimensionnement relatives à la piscine d'entreposage issues des conditions de fonctionnement du réacteur EPR de Flamanville, en considérant des défaillances d'équipements nécessaires à la sûreté de la piscine d'entreposage. Dans ce cadre, EDF a défini les règles d'étude associées.

Règles d'étude

Concernant les règles d'études proposées par EDF pour la transposition des conditions de fonctionnement de l'EPR, l'ASN considère que :

- la valorisation des équipements classés est conforme aux règles du domaine de dimensionnement. Des exigences de suivi en exploitation adaptées doivent être définies en fonction du rôle de ces systèmes dans la démonstration de sûreté et des spécificités des situations étudiées. La valorisation de matériels qui ne font pas l'objet d'un classement de sûreté dans la démonstration de sûreté doit être justifiée et rester exceptionnelle. Par ailleurs, la valorisation des moyens mobiles est acceptable, sous réserve qu'ils répondent à des règles de conception et de fabrication adaptées et fassent l'objet de vérifications périodiques ainsi que d'exigences de suivi en exploitation ;

- la prise en compte de l'aggravant sur un équipement actif est satisfaisante ; en revanche, l'absence de prise en compte d'un aggravant lié à une défaillance passive sur les circuits connectés à la piscine d'entreposage du combustible doit être justifiée ;
- l'absence de prise en compte d'un aggravant pour les situations de cumul d'un événement déclencheur en catégorie 4 et du manque de tension externe (MDTE) dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe est acceptable. En revanche, l'ASN considère que les situations affectant la piscine d'entreposage du combustible, pouvant être induites par la défaillance, en cas de séisme, d'un équipement non classé sismique, doivent être étudiées en tenant compte simultanément des effets induits par ce séisme, du MDTE et de l'aggravant le plus pénalisant ;
- les exigences de sûreté doivent être déclinées en critères d'acceptation des études de sûreté.

Les règles d'étude doivent intégrer les attentes précitées de l'ASN, ce qui fait l'objet d'une demande [49]. De plus, l'ASN considère qu'EDF devra intégrer dans le rapport de sûreté ces règles d'étude.

Ce point fait l'objet de la prescription [PISC-B] de l'ASN [48].

Événements déclencheurs à retenir

Compte tenu de l'objectif d'élimination pratique du risque de fusion du combustible dans le bâtiment du combustible, l'ASN considère nécessaire d'intégrer dans un chapitre dédié du rapport de sûreté, les situations suivantes affectant la piscine d'entreposage de combustible, ainsi que les règles d'études associées :

- les situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible ;
- les situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible.

L'ASN considère également qu'EDF doit étudier les situations suivantes, en retenant les mêmes règles d'étude :

- les situations de perte de refroidissement ou de vidange de la piscine du bâtiment du réacteur lorsque les deux piscines sont en communication via le tube de transfert, y compris lorsqu'un assemblage de combustible se trouve dans le tube de transfert ;
- les situations affectant la piscine du bâtiment du combustible, pouvant être induites par la défaillance, en cas de séisme, d'un équipement non classé sismique.

Dans l'hypothèse où ces études conduiraient à définir des modifications qui ne seraient pas proportionnées aux enjeux de sûreté, EDF devrait justifier sa capacité à gérer ces situations avec des règles d'études moins pénalisantes.

Ces points font l'objet de la prescription [PISC-B] de l'ASN [48].

Autres situations

Compte tenu de l'objectif d'élimination pratique du risque de fusion du combustible dans le bâtiment du combustible, l'ASN considère nécessaire de vérifier :

- l'absence d'effet falaise pour les brèches non isolables en amont du deuxième organe d'isolement et les « ruptures » du tube de transfert ;
- l'absence d'effet falaise en cumulant le manque de tension externe aux conditions de fonctionnement ;
- l'absence d'effet falaise en cas de prise en compte de délais opérateurs accrus (valeurs retenues pour le réacteur EPR de Flamanville) pour les conditions de fonctionnement.

Ces points font l'objet de demandes de l'ASN [49].

Au cours de l'instruction, des situations accidentelles additionnelles, susceptibles de conduire à une perte d'inventaire en eau ou à une absence de refroidissement suffisant des assemblages de combustible, ont été identifiées. EDF a transmis des éléments complémentaires sur les risques associés à ces situations. Il s'agit :

- de la situation de vidange des piscines par effacement d'une tige d'obturation ; l'instruction des études probabilistes de sûreté relatives aux réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey a permis d'identifier un scénario spécifique qu'EDF s'est engagée à étudier. L'ASN considère cet engagement satisfaisant et estime qu'EDF devra en tirer les enseignements et définir, le cas échéant, des modifications matérielles ou de conduite ;
- de situations de blocage incidentel prolongé d'un assemblage de combustible dans le tube de transfert. EDF s'est engagée à transmettre des compléments à son étude, ce qui est satisfaisant ;
- de situations d'échauffement incontrôlé d'un assemblage de combustible dans une cellule de ressuage. L'ASN considère que les exigences à appliquer lors de la réalisation des opérations de ressuage doivent être renforcées. Ce point est instruit dans le cadre de la modification des règles générales d'exploitation pour la quatrième visite décennale des réacteurs de 900 MWe ;
- de situation d'échauffement d'un assemblage en cas de chute d'objet sur les racks d'entreposage.

L'ASN considère que les modifications qu'EDF a prévues ou s'est engagée à mettre en œuvre dans le cadre du réexamen périodique, permettront d'améliorer notablement la sûreté de l'entreposage et de la manutention des assemblages de combustible et participent à la réduction du risque de fusion des assemblages de combustibles entreposés dans la piscine.

5.4.3.4 Protection des systèmes de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible contre les agressions d'origine interne, hors chute d'emballages

Risque lié à l'incendie

L'éclairage apporté par les études probabilistes de sûreté (voir paragraphe 5.7) confirme l'importance des modifications prévues par EDF consistant en la mise en place d'un écran de protection résistant aux flammes entre les deux pompes du système de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible. En effet, cette modification permet de réduire de moitié le risque de découverture des assemblages de combustible en piscine d'entreposage en cas d'incendie. EDF devra préciser les caractéristiques techniques de cet écran (dimensions, matériau constitutif, résistance au feu, emplacement précis...) ainsi que la résistance des deux pompes du système de refroidissement aux fumées dégagées par un incendie. L'écran devra également être résistant au séisme majoré de sécurité (SMS), ce à quoi EDF s'est engagée.

Par ailleurs, la mise en place d'une protection des câbles d'alimentation des pompes du système de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible dans le local les abritant est satisfaisante.

Risque lié à l'explosion

L'ASN considère que les éléments présentés par EDF, en ce qui concerne la protection contre l'explosion d'origine interne des systèmes permettant l'évacuation de la puissance résiduelle et le maintien de l'inventaire en eau des piscines d'entreposage du combustible, permettront d'améliorer significativement la maîtrise des risques liés à cette agression.

Néanmoins, EDF valorise le nouveau circuit d'injection SEG en cas de perte du refroidissement du système PTR consécutive à une explosion d'origine interne survenant dans un groupe de locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires. L'ASN considère que des exigences de suivi en exploitation adaptées doivent être définies afin d'assurer une disponibilité élevée des équipements permettant de disposer d'une injection d'eau ultime dans la piscine d'entreposage du combustible. Par ailleurs, l'ASN considère qu'EDF devra réviser ses études en prenant en compte ses demandes formulées dans le paragraphe dédié à ces risques (paragraphe 5.2.11).

Risque lié à l'inondation d'origine interne et à la défaillance de tuyauteries à haute énergie (RTHE)

Les études relatives aux réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey ont été transmises tardivement et n'ont pas fait l'objet d'une analyse dans le cadre du présent rapport.

Pour les réacteurs de type CPY, l'ASN considère que le traitement des situations de défaillance par cause commune identifiées par EDF concernant le refroidissement de la piscine en cas d'inondation d'origine interne ou de RTHE est globalement acceptable. Néanmoins, l'ASN rappelle que la compensation d'une fuite non isolable et l'évacuation de la puissance résiduelle par ébullition et appoint d'eau ne peut être acceptable que de manière transitoire et considère qu'EDF doit démontrer sa capacité à isoler la fuite et à reprendre le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible en circuit fermé.

Concernant les fuites isolables de taille conventionnelle conduisant à une vidange de la piscine d'entreposage du combustible, l'ASN considère que, en cas de fuite dans le local qui contient la vanne d'isolement, l'isolement de la fuite par manœuvre en manuel de cette vanne n'est pas garanti du fait du risque d'aspersion de l'opérateur et du niveau d'eau dans le local qui pourrait rendre la vanne non manœuvrable. Dans un tel scénario, bien que la fuite soit compensable par les moyens d'appoint, l'inondation des locaux perdurerait. De ce fait, l'ASN demande qu'EDF mettent en œuvre un contrôle renforcé permettant de détecter l'apparition d'endommagements sur cette portion de tuyauterie. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

L'ASN considère que les conséquences des inondations induites par les initiateurs de vidange des piscines (initiateurs transposés des conditions de fonctionnement de l'EPR) doivent être étudiées en retenant des hypothèses de fuites supérieures aux fuites « conventionnelles » (en retenant des hypothèses de fuites cohérentes avec celles prises en compte pour étudier les conséquences sur le découvrage des assemblages de combustible en piscine). Au cours de l'instruction, EDF a indiqué, pour les inondations induites par des fuites de tailles non conventionnelles⁷⁰ (à savoir de section supérieure à e.D/4) en aval du premier organe d'isolement, que les parades valorisées ne seraient pas remises en cause par l'étude des conséquences de l'inondation sur les matériels. L'ASN considère néanmoins que la position d'EDF n'est pas satisfaisante dans la mesure où EDF a limité sa vérification à la disponibilité des moyens d'appoint à la piscine, sans vérifier la disponibilité des moyens permettant d'arrêter la vidange. En particulier, la vanne d'isolement du système de refroidissement des piscines pourrait être immergée par l'inondation avant sa fermeture automatique par le signal d'atteinte d'un « très bas niveau » d'eau dans la piscine, ce qui ne permettrait pas d'isoler la fuite.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser ces études, ce qui est satisfaisant.

Risque lié aux chutes de charge

Pour les manutentions de charges autres que les manutentions d'emballages de combustibles, les vérifications effectuées par EDF et les engagements pris sont acceptables. En particulier, EDF s'est engagée à étudier les risques associés à la dégradation localisée des échanges thermiques en piscine, par exemple en cas d'obturation d'une alvéole contenant un assemblage chaud suite à une chute de charge.

⁷⁰ Pour le réacteur EPR de Flamanville, EDF retient dans ses études une brèche doublement débattue sur les tuyauteries du système de refroidissement des piscines d'entreposage du combustible (étude d'inondation induite par une situation accidentelle de vidange de la piscine).

5.4.3.5 Risques associés à la manutention des emballages de transport du combustible

Ébranlement des structures des piscines d'entreposage du combustible

L'ASN considère que les principes de la méthode retenue pour justifier la résistance structurelle des éléments porteurs de la piscine d'entreposage du combustible lors d'une chute d'emballage est acceptable.

Chute dans la fosse de chargement

Pour les réacteurs de type CPY, l'étude de la chute d'un emballage dans la fosse de chargement ne prend pas en compte la présence d'eau dans cette fosse, situation toutefois prévue en exploitation.

Une chute d'emballage en présence d'eau dans la fosse de chargement est susceptible de générer une surpression sur les voiles participant au supportage du liner de la piscine. L'ASN considère ainsi que le risque de dommages susceptibles de conduire à une vidange de la piscine du bâtiment du combustible des réacteurs de 900 MWe de type CPY ne peut pas être écarté. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, EDF s'est engagée à transmettre des compléments pour vérifier l'absence de perte d'étanchéité du liner en fond de fosse, ce qui est satisfaisant.

Chute dans la trémie de manutention

Pour les réacteurs de type CPY, l'ASN considère que le cas de la chute d'un emballage de transport dans la trémie de manutention du bâtiment du combustible est couvert par celui de la chute dans la fosse de chargement.

Pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, l'ASN a constaté que l'étude d'EDF ne couvre pas l'ensemble des conséquences de la chute de l'emballage de hauteurs inférieures à 5,5 m. Au cours de l'instruction, EDF s'est engagée à compléter son étude, ce qui est satisfaisant.

Risques liés aux phénomènes pouvant se produire dans l'emballage chuté

À l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a évalué les risques associés aux différents phénomènes susceptibles de se produire dans l'emballage suite à sa chute.

EDF a produit une étude sur le risque de criticité. En cas de chute d'emballage pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, étant donné les risques encourus du fait de la présence d'eau non borée dans le colis, EDF s'est engagée à mettre en œuvre le séchage de la cavité de l'emballage avant sa manutention. L'ASN considère cet engagement satisfaisant.

EDF a transmis une étude sur le risque d'accumulation d'hydrogène à l'intérieur de l'emballage. Cette étude estime que l'événement de l'emballage permet d'évacuer l'hydrogène produit par radiolyse et que, de ce fait, le risque est prévenu. L'ASN considère que des compléments sont nécessaires pour s'assurer de l'absence de risque. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

En ce qui concerne les conséquences radiologiques associées à une chute d'emballage, pour les réacteurs de type CPY, EDF s'est engagée à modifier sa règle particulière de conduite relative aux évacuations de combustibles usés en limitant la hauteur de manutention de l'emballage sans dispositif amortisseur (lors de l'entrée du moyen de transport). En outre, l'ASN considère que, pour l'ensemble des réacteurs 900 MWe, EDF doit étudier les possibilités d'améliorer le confinement dynamique du bâtiment du combustible. Ce point fait l'objet de demande de l'ASN [49].

5.4.4 Synthèse et prescriptions portant sur la sûreté de la piscine d'entreposage du combustible

À l'issue du déploiement des modifications prévues dans le cadre du quatrième réexamen, EDF disposera d'un système de refroidissement complémentaire de la piscine d'entreposage du combustible (PTR bis), d'un système d'appoint en eau et d'une source d'eau ultime diversifiés. Ces moyens, qui appartiennent au « noyau dur », sont de nature à fortement réduire le risque de découverture du combustible et permettront, dans la plupart des situations considérées, d'atteindre un état final après accident sans ébullition de la piscine. Ils constituent des améliorations majeures du réexamen.

De plus, EDF s'est engagée à intégrer dans la démonstration de sûreté les situations accidentelles considérées pour le dimensionnement de la piscine d'entreposage du combustible du réacteur EPR de Flamanville, à l'exception d'un nombre limité de situations. Les améliorations de sûreté qui en découleront constitueront une avancée pour la sûreté.

Par ailleurs l'ASN prescrit à EDF de vérifier l'atteinte, en cas de situation accidentelle, d'un état sûr qui se caractérise par une absence ébullition de la piscine d'entreposage du combustible. EDF devra prévoir des dispositions pour améliorer la prévention des situations pour lesquelles un tel état ne peut être atteint avec les moyens retenus dans la démonstration de sûreté, ainsi que des dispositions de gestion post-accidentelle permettant d'atteindre à terme un tel état.

EDF s'est engagée à analyser les scénarios accidentels affectant à la fois le réacteur et la piscine d'entreposage du combustible, ce qui est satisfaisant. De même, EDF s'est engagée à compléter la liste des situations étudiées susceptibles de conduire à une perte d'inventaire en eau ou à une absence de refroidissement suffisant des assemblages dans la piscine d'entreposage, afin d'identifier d'éventuelles dispositions à mettre en œuvre.

EDF a par ailleurs réévalué les risques associés aux incendies, aux explosions et aux inondations d'origine interne survenant dans le bâtiment du combustible. Ces études ont conduit à la définition de modifications matérielles pour prévenir les risques de perte par mode commun des moyens d'injection d'eau dans la piscine ou de refroidissement. L'ASN demande aussi à EDF de définir des dispositions d'exploitation pour prévenir ces risques.

EDF a également étudié les conséquences de la chute d'un aéronef de l'aviation générale sur le bâtiment du combustible. Cette situation ne conduit pas au découverture des assemblages dans la piscine d'entreposage du combustible.

Le quatrième réexamen périodique a enfin été l'occasion d'apporter un éclairage probabiliste sur les événements d'origine interne, les agressions associées aux incendies, aux explosions, aux inondations d'origine interne, aux séismes et aux inondations d'origine externe. Cet éclairage a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

Les modifications résultant de l'ensemble des études fournies ou à venir compléteront la démonstration de sûreté et constitueront des améliorations majeures de la sûreté des piscines d'entreposage du combustible. Les résultats de ces études et les modifications prévues par EDF, complétés des demandes de l'ASN, permettront de répondre aux objectifs visés pour ce réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Système d'appoint et de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible

[PISC-A] I.– L'exploitant met en œuvre un système de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible et un système d'appoint en eau ultime à cette piscine, et en assure le suivi en exploitation.

II.– Les parties fixes des dispositions mentionnées au I sont des éléments importants pour la protection des intérêts pour lequel l'exploitant identifie les exigences définies associées.

III.– Les moyens permettant d'assurer, en situations noyau dur, les fonctions de refroidissement diversifié de la piscine d'entreposage du combustible et d'appoint en eau ultime à cette piscine font partie du noyau dur et respectent les prescriptions [ECS-16] de l'annexe aux décisions du 26 juin 2012 susvisées et [ECS-ND2] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées.

Études des accidents affectant la piscine d'entreposage du combustible

[PISC-B] I.– L'exploitant intègre, dans un chapitre dédié du rapport de sûreté, les règles d'étude associées à la démonstration de sûreté de la piscine d'entreposage du combustible ainsi que les situations d'incident et d'accident retenues.

Ce chapitre inclut les situations suivantes :

- les situations de perte de refroidissement partielle ou totale de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible ;
- les situations de rupture de tuyauterie sur un tronçon isolable connecté à la piscine d'entreposage du combustible.

Il met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

II.– L'exploitant définit avant le 30 juin 2021 un calendrier pour la réalisation des études des situations suivantes, en retenant les règles mentionnées au I :

- les situations de perte de refroidissement ou de vidange de la piscine du bâtiment du réacteur lorsque les deux piscines sont en communication via le tube de transfert, y compris lorsqu'un assemblage de combustible se trouve dans le tube de transfert ;
- les situations affectant la piscine du bâtiment du combustible, pouvant être induites par la défaillance, en cas de séisme, d'un équipement non classé sismique.

À l'issue de ces études, il définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

[PISC-C] L'exploitant vérifie que, en cas de situation d'agression, d'incident ou d'accident, un état sûr qui se caractérise par une absence d'ébullition de la piscine d'entreposage du combustible peut être atteint et maintenu.

Il identifie les situations pour lesquelles un tel état ne peut être atteint avec les moyens valorisés dans la démonstration de sûreté. Il définit et met en œuvre les dispositions nécessaires pour améliorer la prévention de ces situations et prévoit les dispositions de gestion post-accidentelle pour atteindre à terme cet état sûr sans ébullition.

5.5 RÉÉVALUATION DES ÉTUDES D'ACCIDENT AVEC FUSION DU CŒUR

5.5.1 Réévaluation des moyens de limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur

5.5.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Les objectifs d'amélioration retenus par EDF dans le domaine des accidents avec fusion du cœur, dits « accidents graves » (AG), concernent le renforcement des moyens de prévention de la fusion du cœur (présentés dans le paragraphe 5.3) et le renforcement des moyens de limitation de ses conséquences. Ces renforcements visent à limiter les conséquences radiologiques au cours d'un accident grave en rendant le risque de rejets précoces et importants extrêmement improbable et en évitant les effets durables dans l'environnement.

Pour répondre à cet objectif et dans le cadre des études réalisées à la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi survenu en 2011, EDF a procédé à l'étude d'améliorations permettant l'évacuation de la puissance résiduelle du cœur sans qu'il soit nécessaire d'ouvrir le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur. Cette absence d'éventage permet de limiter les rejets hors de l'enceinte de confinement.

EDF a également engagé l'étude de nouvelles dispositions afin de prévenir le risque de rejets importants ou précoces dans l'environnement et a recherché des dispositions permettant de limiter le risque de percement du béton du radier du bâtiment du réacteur par le corium (mélange du combustible fondu et des structures internes métalliques).

Lors de l'examen des orientations du réexamen périodique proposées par EDF [6], l'ASN a souligné l'importance de ces améliorations, qui sont nécessaires pour respecter l'objectif fixé et permettre de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui visé pour le réacteur EPR de Flamanville.

Concernant le risque de percement du radier, dans son courrier en référence [37], l'ASN avait demandé à EDF de « proposer des critères ne devant pas être dépassés (épaisseur érodée, atteinte du liner...) afin d'éviter tout effet falaise sur les rejets observés. Ces critères devaient tenir compte, si nécessaire, des spécificités observées sur les différents réacteurs (conception de l'enceinte de confinement ou du radier, réparations, état du béton du radier, présence ou non de liner...) ».

Enfin, l'ASN a demandé à EDF d'étudier dans le cadre de ce réexamen, d'une part les possibilités de mettre en œuvre des dispositifs de confinement dynamique des eaux afin d'éviter, en situation d'accident grave, les pollutions des eaux souterraines, d'autre part les conséquences d'un percement du radier en l'absence de tels dispositifs de confinement (voir paragraphe 5.5.2).

5.5.1.2 Synthèse des études réalisées par EDF et des modifications prévues

5.5.1.2.1 Dispositions prévues par EDF pour limiter le risque de percement du radier du bâtiment du réacteur en cas d'accident grave

La stratégie prévue par EDF dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe pour réduire le risque de percement du radier consiste à stabiliser le corium hors de la cuve de la façon suivante :

1. remplissage préalable en eau des puisards du fond de l'enceinte de confinement par le système d'injection de sécurité (RIS) ou d'aspersion d'eau dans l'enceinte (EAS) voire, en cas de défaillance, par un nouveau système, le dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu) ;
2. étalement à sec du corium dans le puits de cuve et dans le local d'instrumentation interne du cœur (RIC) adjacent au puits de cuve ;

3. stabilisation du corium par injection d'eau en surface du corium, après étalement. L'injection est réalisée passivement par gravité à partir de l'eau présente dans le fond de l'enceinte avant la percée de la cuve ;
4. évacuation de la puissance résiduelle du corium à l'extérieur de l'enceinte par refroidissement de l'eau à l'aide du circuit EASu, à travers son échangeur connecté à la source froide ultime (SFu).

La mise en œuvre de cette stratégie nécessite la réalisation de travaux d'aménagement préalables dans la partie inférieure du bâtiment du réacteur, ainsi que la mise en place de nouveaux circuits (EASu, SFu).

En cas de percement de la cuve du réacteur après la fusion du cœur, le corium chute dans le puits de cuve du bâtiment du réacteur. Le béton se décompose alors sous l'effet de la chaleur transmise par le corium : ce phénomène, appelé « interaction corium-béton » (ICB), peut conduire à la percée du radier. EDF a retenu comme critère, dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe de type CPY, l'objectif de préserver le radier structurel de l'enceinte en limitant l'érosion admissible du béton à l'épaisseur du radier des structures internes⁷¹. Pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, le critère retenu correspond à une épaisseur de béton non érodé d'au moins deux mètres.

L'épaisseur du radier des structures internes et du radier structurel de l'enceinte ainsi que la composition du béton des radiers varient selon les réacteurs :

- l'épaisseur du radier des structures internes est de l'ordre de 1 m pour tous les réacteurs nucléaires de 900 MWe ;
- l'épaisseur du radier structurel de l'enceinte est de l'ordre de 3,5 m, à l'exception des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey (1,5 m), de Chinon (3 m) et de Cruas (3 m) ;
- les bétons des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, de Gravelines sont silico-calcaires, ceux des réacteurs du Tricastin et de Cruas sont siliceux, ceux des réacteurs de Dampierre-en-Burly, du Blayais, de Saint-Laurent-des-Eaux et de Chinon sont très siliceux.

Étanchéité du puits de cuve et détection d'eau dans les zones d'étalement du corium

Afin de garantir l'étalement à sec du corium, condition nécessaire à un étalement complet et homogène de celui-ci, EDF a prévu la mise en œuvre de dispositions pour éviter la présence d'eau dans la zone d'étalement, zone constituée du puits de cuve et du local RIC adjacent. Ces dispositions permettent en outre de prévenir le risque d'une explosion de vapeur dans le puits de cuve. La présence d'eau dans cette zone pourrait résulter soit de dysfonctionnements lorsque le réacteur est en fonctionnement normal, soit de l'aspersion d'eau dans l'enceinte lors d'un accident. EDF a en particulier prévu :

- des dispositifs d'étanchéité des puits d'accès aux chambres de mesure neutronique (RPN), qui n'empêchent pas la dépressurisation du puits de cuve pour les accidents qui le nécessitent ;
- des modifications pour éviter une remontée de l'eau contenue dans les puisards du système de purges et événements (RPE) vers le puits de cuve et le local RIC. Ces modifications consistent en l'installation de robinets ou de clapets anti-retour au niveau des drains du système RPE ;
- sur les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, un anneau d'étanchéité entre le fond de la piscine du bâtiment du réacteur et la cuve.

Par ailleurs, EDF prévoit d'utiliser des capteurs situés au niveau de l'organe d'isolement du système de drainage des puits de cuve et dans le local RIC des réacteurs de type CPY pour détecter la présence éventuelle d'eau. Toutefois, EDF ne prévoit pas de capteur dans le local RIC des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, dans la mesure où le clapet anti-retour permettant l'évacuation de l'eau potentiellement présente dans le local RIC est un dispositif passif.

⁷¹ La partie basse des enceintes est composée de deux radiers : le radier des structures internes et le radier structurel de l'enceinte. Le premier, de l'ordre d'un mètre d'épaisseur, assure la répartition des descentes de charges des voiles des structures internes, tandis que le second, plus épais et situé sous le premier, assure la tenue structurelle de l'enceinte.

Érosion des voiles latéraux du local d'instrumentation interne du cœur (RIC)

La stratégie d'EDF prévoit un étalement du corium dans le puits de cuve et le local RIC. Afin de démontrer que le corium est maintenu dans les zones d'étalement prévues, EDF a réalisé des calculs pour évaluer les risques de percée latérale des voiles du local d'instrumentation interne du cœur (RIC) par le corium, entraînant sa relocalisation hors des zones d'étalement prévues. EDF a conclu que le percement latéral des voiles du local RIC et l'étalement du corium dans la zone des puisards du fond de l'enceinte sont exclus pour les familles de bétons silico-calcaires et siliceux des réacteurs de 900 MWe, mais pas pour la famille des bétons très siliceux. Toutefois, EDF considère que les conséquences d'un tel percement sont acceptables.

Ablation des radiers en béton très siliceux

La stabilisation du corium et l'épaisseur de béton ablaté dépendent de l'efficacité des mécanismes physiques de refroidissement du corium sous eau. Cette efficacité varie en fonction de la nature du béton constituant les radiers. EDF distingue ainsi trois familles de bétons : les bétons silico-calcaires, les bétons siliceux et enfin les bétons très siliceux. Les calculs d'interaction corium-béton (ICB)⁷² sous eau réalisés par EDF montrent que le corium est stabilisé pour toutes les familles de béton à des épaisseurs de béton érodées inférieures à un mètre et à des instants inférieurs à 1,5 jour. Aussi, pour EDF, le critère retenu afin d'éviter tout effet falaise sur les rejets est respecté quel que soit le type de béton des radiers.

5.5.1.2.2 Dispositions prévues par EDF pour l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans éventage

EDF a prévu d'installer le système EASu pour évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement en cas d'accident grave. Ce système injecte le contenu de la bêche du système de traitement et refroidissement d'eau des piscines (PTR) dans l'enceinte, puis fait recirculer l'eau, à partir des puisards, en la refroidissant. Le refroidissement est assuré grâce à un échangeur qui est raccordé à la source froide par la force d'action rapide nucléaire (FARN) qui dispose d'une pompe mobile et des tuyauteries de raccordement adaptées. EDF retient dans ses études deux délais pour le raccordement de l'EASu à la source froide mobile par la force d'action rapide nucléaire (FARN) :

- 24 heures dans le cas d'une situation d'accident grave issue d'un événement interne à l'installation ;
- 48 heures dans le cas d'une « situation noyau dur »⁷³, représentative d'une situation d'agression extrême d'origine externe.

⁷² Phénoménologie du refroidissement du corium sous eau :

Dans les premiers instants suivant le noyage du corium, la trempe induite permet de solidifier une partie du corium et d'amorcer la formation d'une croûte de corium en surface. Le mécanisme de refroidissement repose sur deux mécanismes observés expérimentalement :

- l'éjection de corium au travers de la croûte par les gaz de décomposition du béton qui permet de solidifier du corium liquide sous forme de débris ;
- l'imbibition d'eau dans la croûte de corium qui permet, selon les conditions (teneur en béton dans le corium, flux convectif du corium vers le haut), de favoriser la croissance de l'épaisseur de la croûte par fissuration et pénétration d'eau et donc d'extraire de l'énergie.

L'éjection de corium par les gaz intervient dans le cas des bétons contenant une fraction importante de CO₂ (béton silico-calcaire). Pour un béton très siliceux (très peu de CO₂), ce phénomène contribue peu au refroidissement. Ce phénomène dépend également de la vitesse d'ablation qui décroît avec le temps.

L'imbibition d'eau dépend peu du type de béton. La vitesse de solidification du corium dépend du flux thermique extrait par l'eau pénétrant dans la croûte perméable. Ce flux décroît fortement lorsque la fraction massique de béton dans la croûte augmente. La valeur du flux n'est pas connue pour les fortes fractions massiques en béton, par manque de données expérimentales.

⁷³ Les situations suivantes, ainsi que les situations résultant de leurs cumuls, sont dénommées « situations noyau dur » :

- 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 l'installation, du site et de son environnement après une ou des agressions externes retenues pour le « noyau dur ».

Les conditions de pression et de température dans l'enceinte dépendent de l'apport en eau borée avant le raccordement de la SFu au système EASu ainsi que de la fiabilité à moyen terme de la fonction de refroidissement.

Accident grave survenant après un événement interne

Le scénario de référence retenu par EDF pour les événements internes est une brèche de quatre pouces survenant en branche chaude avec l'échec du passage en recirculation des systèmes de sauvegarde et la mise en service de la pompe EASu et de l'échangeur EASu/SFu 24 heures après le début de l'accident. EDF conclut que la mise en service par la force d'action rapide nucléaire (FARN) de l'échangeur EASu/SFu à partir de 24 heures permet de respecter les critères de pression dans l'enceinte de confinement, pour ne pas avoir à éventer l'enceinte, et de température de l'eau des puisards, pour ne pas obérer le bon fonctionnement du système EASu.

Pour EDF, l'atteinte de l'objectif de refroidissement du corium étalé sur le radier, sans ouverture du dispositif d'éventage, nécessite l'injection dans l'enceinte au début de l'accident d'un volume d'eau borée correspondant au volume contenu dans la bache du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR), le fonctionnement de l'EASu en recirculation et la connexion à la source froide ultime.

Accident grave découlant d'une « situation noyau dur »

Le scénario de référence retenu par EDF dans le cas de la survenue d'une agression extrême d'origine externe correspond à la perte totale des sources froides et des sources électriques. Le refroidissement par les générateurs de vapeur, via le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur du « noyau dur » (ASG-ND), est supposé opérationnel sur une durée de 48 heures, puis perdu au-delà. L'échangeur EASu/SFu est mis en service par la FARN 48 heures après l'initiateur. EDF conclut que la mise en service de l'échangeur EASu/SFu à partir de 48 heures permet de respecter les critères de pression dans l'enceinte et de température de l'eau des puisards, moyennant un fonctionnement de l'ASG-ND pendant au moins 12 heures sur les réacteurs de type CPY et pendant au moins 24 heures sur les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

EDF a prévu de déployer l'ASG-ND lors de la phase B des modifications associées au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Qualité de réalisation des matériels mécaniques du système EASu

Dans sa note de conception du système EASu, EDF indique que l'ensemble du circuit d'injection EASu a été conçu selon le niveau 2 du code RCC-M, à l'exception de la pompe EASu, qui n'est pas un équipement sous pression nucléaire. EDF indique également que les équipements de la partie fixe du circuit de refroidissement de la disposition EASu ont été conçus selon niveau 3 du code RCC-M.

Disponibilité de l'EASu en cas d'inondation d'origine interne susceptible de survenir dans le bâtiment du combustible

EDF a considéré le débordement de la piscine d'entreposage du combustible, les condensats générés par l'ébullition de l'eau de la piscine en cas d'accident de perte de refroidissement, ainsi que les fuites induites par les agressions extrêmes d'origine externe, notamment un séisme.

EDF a défini une disposition permettant de réorienter les condensats de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible vers cette même piscine.

EDF a considéré les autres sources d'inondation pour la qualification des équipements de l'EASu.

5.5.1.2.3 Dispositions prévues par EDF pour réduire les rejets en cas d'éventage de l'enceinte de confinement

Le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement, utilisé dans le cadre de la procédure ultime dite « U5 » et par extension appelé « dispositif U5 », a pour fonction en cas d'accident grave :

- d'éviter la défaillance du confinement qui pourrait résulter d'une augmentation de sa pression interne au-delà de sa pression de dimensionnement, en ouvrant un évent vers l'atmosphère ;
- de limiter les rejets radioactifs et de limiter les conséquences radiologiques des rejets par une filtration du fluide passant dans la ligne d'éventage avant son rejet dans l'environnement.

Le dispositif EASu doit permettre de gérer les situations d'accident grave sans nécessiter un éventage de l'enceinte. Toutefois, EDF a prévu dans le cadre du quatrième réexamen périodique, deux options de conduite complémentaires pour pallier une défaillance de ce moyen d'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte :

- la remise en fonctionnement d'un système alternatif de secours, le plus probablement la pompe basse pression du système d'injection de sécurité (RIS-BP) couplée au système d'aspersion et de recirculation de l'eau d'aspersion dans l'enceinte (EAS), ce qui permet d'évacuer la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans avoir à ouvrir le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte ;
- en cas de défaillance de cette solution, un recours à une pompe de charge, fonctionnant en injection directe à partir de la bache PTR réapprovisionnée en eau, couplée à une ouverture du dispositif d'éventage et de filtration.

Situations de perte à long terme de l'EASu

EDF s'était engagée à examiner, au titre de la robustesse, les possibilités de faire face à une défaillance de la pompe du système EASu à long terme. EDF a prévu le principe d'une disposition supplémentaire qui permettra un appoint d'eau dans le fond de l'enceinte par des moyens mobiles pendant une durée suffisante pour maintenir noyé le corium étalé dans le puits de cuve et le local RIC, en cas de défaillance de l'EASu à moyen ou long terme.

Tenue du dispositif U5 au séisme

Le dispositif U5 n'a pas été dimensionné au séisme lors de sa conception. À l'issue de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs du 7 juillet 2016, l'ASN avait demandé à EDF de se prononcer, pour chacun des sites, sur la capacité du dispositif d'éventage et de filtration de l'atmosphère de l'enceinte de confinement à assurer sa fonction à la suite d'un séisme majoré de sécurité (SMS), voire d'un « séisme noyau dur » (SND).

EDF a prévu de renforcer le dispositif U5 au séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV). EDF a précisé ne pas pouvoir se prononcer sur la tenue au séisme majoré de sécurité (SMS) des parties du dispositif U5 situées hors de l'enceinte, à l'exception du filtre dont il faudrait renforcer les appuis. EDF a également indiqué qu'assurer la tenue du dispositif U5 au « séisme noyau dur » (SND) demanderait des modifications importantes dans la conception de la ligne (par exemple, une localisation différente du filtre à sable).

Réduction des rejets par la filtration du dispositif U5

Les conséquences radiologiques à court terme associées à l'utilisation du dispositif d'éventage et de filtration U5 sont, en grande partie, liées aux rejets d'espèces gazeuses contenant de l'iode radioactif. Le filtre à sable du dispositif U5 actuel n'étant pas un piège efficace pour ces espèces, l'ASN a considéré à l'issue de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs du 7 juillet 2016 que les possibilités d'amélioration de la filtration des espèces gazeuses d'iode devaient être réexaminées en vue de réduire les conséquences radiologiques d'un accident avec fusion du cœur. L'ASN a donc demandé à EDF de préciser les conditions d'emploi du dispositif d'éventage et de filtration des enceintes de confinement et d'évaluer les rejets associés, de quantifier les différences de conséquences radiologiques en fonction des filtres disponibles en France ou à l'étranger et de proposer des améliorations.

Compte tenu de la mise en place du système EASu, EDF n'a pas transmis d'étude portant sur l'amélioration de l'efficacité de la filtration U5 ou sur la mise en œuvre de nouveaux filtres.

5.5.1.2.4 Instrumentation associée à la gestion de l'accident

Instrumentation du niveau d'eau dans le fond de l'enceinte

À la suite de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires du 7 juillet 2016, l'ASN a demandé à EDF de prévoir une instrumentation qualifiée aux accidents graves [37], permettant d'apprécier le niveau d'eau dans le fond de l'enceinte et son évolution et de transmettre une description de cette instrumentation.

EDF a indiqué que les dimensionnements de l'EASu et du dispositif d'étalement du corium ne nécessitaient pas d'avoir une mesure de niveau dans les puisards du bâtiment du réacteur puisque, pour renoyer et pour refroidir le corium, l'injection d'eau borée correspondant au volume de la bêche du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR) est suffisant. EDF a toutefois prévu de mettre en place une telle instrumentation.

5.5.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

5.5.1.3.1 Limitation du risque de percement du radier du bâtiment du réacteur en cas d'accident grave

De manière générale, l'ASN considère que les dispositions visant à favoriser un étalement à sec du corium dans le puits de cuve et le local adjacent RIC, puis sa stabilisation sous eau, constituent des améliorations de sûreté permettant de réduire significativement le risque de percement du radier.

Étanchéité du puits de cuve et détection d'eau dans les zones d'étalement du corium

L'ASN considère que les dispositifs d'étanchéité présentés par EDF permettent de garantir un étalement à sec du corium avec un niveau de confiance suffisant.

L'ASN note en particulier l'engagement d'EDF de procéder, lors de chaque arrêt de réacteur, au changement des joints d'étanchéité présents au niveau des puits d'accès aux chambres neutroniques RPN ainsi que, pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, au niveau de l'anneau d'étanchéité.

Par ailleurs, la détection d'eau dans le puits de cuve des réacteurs, ainsi que dans le local RIC des réacteurs de type CPY, reposant sur des capteurs existants est satisfaisante. Toutefois ces capteurs doivent être considérés comme des éléments importants pour la protection (EIP).

Pour le local RIC des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, la maîtrise de l'étalement à sec du corium dans ce local repose sur un clapet anti-retour, installé sur le drain du système RPE, qui a pour fonction d'évacuer l'eau présente dans le local et d'empêcher les remontées d'eau depuis les puisards du bâtiment du réacteur. Lors du fonctionnement normal du réacteur, il n'y a pas de surveillance du niveau d'eau dans ce local. En cas de dysfonctionnement du clapet, une quantité d'eau pourrait ainsi être présente dans le local RIC, sans que l'équipe de conduite en soit informée, et serait susceptible de remettre en cause la stratégie d'étalement à sec du corium. Aussi, au regard de l'importance de ce clapet pour la maîtrise de l'étalement à sec du corium, l'ASN considère nécessaire qu'il fasse l'objet d'une surveillance renforcée pendant l'exploitation. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Érosion des voiles latéraux du local d'instrumentation interne du cœur (RIC)

EDF considère que le percement latéral des voiles du local RIC et l'étalement du corium dans la zone des puisards du fond de l'enceinte sont exclus pour les familles de bétons silico-calcaires et siliceux des réacteurs de 900 MWe et sont envisageables pour la famille des bétons très siliceux.

L'ASN considère que, dans l'épaisseur de béton non érodé des voiles du local RIC, un front de fissuration pourrait apparaître, ce qui compromettrait l'étanchéité du voile vis-à-vis du corium, quel que soit le type de béton. La relocalisation du corium hors des zones d'étalement ne peut donc pas être exclue pour les réacteurs de 900 MWe et serait susceptible d'induire des risques non considérés par EDF. L'ASN considère donc que l'épaisseur de ces voiles à leur base n'est pas suffisante.

Ce point fait l'objet de la prescription [AG-A] de l'ASN [48].

Ablation des radiers en béton très siliceux

Le critère proposé par EDF pour se prémunir du percement du radier est acceptable.

Les simulations d'interaction entre le corium et le béton (ICB) réalisées par l'IRSN donnent des résultats très différents de celles d'EDF en ce qui concerne l'épaisseur érodée dans le cas des bétons très siliceux. Ainsi, pour les réacteurs de 900 MWe, elles montrent que le corium ne serait stabilisé qu'au bout d'environ 30 jours et à une épaisseur ablatée d'environ trois mètres, ce qui ne permet pas de respecter le critère retenu par EDF.

La complexité des phénomènes physiques régissant la stabilisation du corium fait encore l'objet de travaux de recherche importants. Le faible nombre d'essais représentatifs disponibles et le caractère dispersif des phénomènes physiques en jeu ne permettent pas de conclure, lorsque le béton du radier est très siliceux, quant au respect du critère proposé par EDF, à savoir préserver le radier structurel de l'enceinte en limitant l'érosion admissible du béton à l'épaisseur du radier des structures internes.

L'ASN note qu'EDF est engagée dans le programme de recherche et développement international « ROSAU » (Reduction Of Severe Accident Uncertainties) de l'Agence pour l'énergie nucléaire qui porte notamment sur le comportement de l'interaction entre le corium et des bétons représentatifs des radiers de l'enceinte de confinement. EDF réalisera également des essais complémentaires spécifiques sur le comportement des bétons très siliceux des réacteurs français avant fin 2022. Dans l'attente des conclusions de ces programmes de recherche, l'ASN demande à EDF de préparer les activités et travaux nécessaires à l'épaissement des radiers en béton très siliceux, afin de disposer des moyens pour les mettre en œuvre à partir de 2025.

Ce point fait l'objet de la prescription [AG-A] de l'ASN [48].

Enfin, compte tenu des particularités des radiers des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey (structure alvéolaire), les risques spécifiques de rejets radiologiques, susceptibles de survenir en cas d'interactions entre ces radiers et le corium feront l'objet d'une instruction particulière.

5.5.1.3.2 Évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte sans évitage

Accident grave découlant d'un événement interne

Les évaluations d'EDF montrent l'efficacité de l'EASu et le bon refroidissement du corium étalé sur le radier, à la suite de l'injection dans l'enceinte d'un volume d'eau borée correspondant à la bache du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR).

Les modélisations réalisées par l'IRSN dans le cadre de l'instruction montrent, quant à elles, que la pression de dimensionnement de l'enceinte de confinement est atteinte avant 24 heures pour tous les types de béton du radier. Ce délai de 24 heures correspond au délai nécessaire pour la mise en place de la source froide ultime par la force d'action rapide nucléaire.

Les évaluations de l'IRSN montrent aussi que la réalimentation de la bache PTR engagée dès le début de l'accident grave, suivie de l'injection, 12 heures après l'évènement déclencheur, d'un volume d'eau suffisant depuis cette bache par la pompe EASu permettrait de ne pas atteindre, pendant les 24 premières heures suivant l'évènement déclencheur, la pression de dimensionnement de l'enceinte.

L'ASN considère donc que l'injection d'un volume d'eau borée complémentaire dans le bâtiment du réacteur est de nature à réduire significativement le risque de montée en pression de l'enceinte de confinement qui conduirait à l'ouverture du dispositif d'évitage du bâtiment.

Ce point fait l'objet de la prescription [AG-B] de l'ASN [48].

Par ailleurs, l'étude probabiliste de niveau 2 réalisée par EDF montre que le risque de percée du radier est pour une grande part imputable à la défaillance de l'EASu avant 24 heures, qui est susceptible d'empêcher l'injection de la totalité de l'eau de la bache PTR vers les puisards de l'enceinte. L'ASN considère qu'EDF doit disposer de moyens pour injecter à court terme de l'eau borée, en complément

de celle issue de la bache du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR), dans le bâtiment du réacteur lors d'un accident avec fusion du combustible.

Accident grave survenant à la suite d'une « situation noyau dur »

L'ASN note que la disposition EASu ne sera en mesure de limiter les conséquences d'un accident grave induit par une agression extrême d'origine externe sur les réacteurs de 900 MWe, qu'après le déploiement de la modification relative à l'alimentation de secours des générateurs de vapeurs du « noyau dur » (ASG-ND), prévue par EDF lors de la phase B de déploiement des modifications associées au réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Qualité de réalisation des matériels mécaniques de la disposition EASu

À l'issue de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires du 7 juillet 2016, l'ASN a indiqué à EDF que les exigences de conception, de réalisation et de suivi en exploitation des équipements du système EASu devaient être particulièrement élevées.

La pompe EASu n'étant pas un équipement sous pression nucléaire (ESPN), EDF n'avait pas prévu de les concevoir et fabriquer selon les exigences du niveau 2 du code RCC-M. Or, le système EASu est utilisé à la fois pour la prévention des accidents graves et pour la limitation des conséquences d'un accident grave. Ainsi, un dysfonctionnement d'un des équipements de ce système pourrait conduire à mettre en défaut deux niveaux de défense en profondeur. À la suite de l'instruction, EDF s'est engagée à concevoir et fabriquer ces pompes selon les dispositions du niveau 2 du RCC-M.

Pour les pompes déjà fabriquées, EDF a vérifié que les dispositions de conception qu'elle a utilisées sont conformes aux exigences du niveau 2 du code RCC-M et justifiera de leur niveau de qualité de fabrication.

Disponibilité de l'EASu en cas d'inondation d'origine interne susceptible de survenir dans le bâtiment du combustible

L'ASN considère que la disposition présentée par EDF à l'occasion du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, qui permet de réorienter les condensats d'ébullition de l'eau de la piscine du bâtiment du combustible (BK) vers cette même piscine, est satisfaisante.

EDF s'est engagée à fournir les éléments de qualification des équipements de l'EASu prenant en compte les risques d'inondation associés aux autres sources potentielles.

Réinjection vers le bâtiment du réacteur (BR)

En cas de fuites, des effluents sont susceptibles de s'écouler sur le plancher, situé en fond du bâtiment du combustible (BK), sur lequel des composants du système EASu vont être installés. Les circuits RIS et EAS peuvent en particulier être amenés à fonctionner en recirculation en situation d'accident grave. EDF estime que d'éventuelles fuites des systèmes RIS et EAS dans les locaux du bâtiment du combustible seraient détectées par l'instrumentation de mesure de niveau des puisards de ces locaux. Cette instrumentation fait l'objet d'un paragraphe dédié (paragraphe 5.5.1.2.4 sur l'instrumentation).

Par ailleurs EDF prévoit de collecter les fuites provenant des garnitures mécaniques de la pompe du système EASu et des tiges de trois robinets. Ces fuites seront collectées dans des réservoirs. Or des fuites d'autres organes du système EASu, tels que des brides par exemple, sont possibles. De telles fuites pourraient remettre en cause le fonctionnement de l'EASu à court, moyen ou long terme.

La présence de cette eau fortement contaminée dans le bâtiment du combustible générerait de fortes doses sur les équipements des systèmes EASu, RIS et EAS ainsi que des difficultés d'accès aux locaux. La disponibilité et la fiabilité de ces systèmes s'en trouveraient diminuées. De plus, cette eau contaminée peut être source de rejets d'activité à l'extérieur du bâtiment du combustible qui n'est pas étanche.

La réinjection précoce des effluents présents au fond du bâtiment du combustible vers le bâtiment du réacteur permettrait de limiter l'impact des conditions d'ambiance radiologique dans le bâtiment du combustible sur les systèmes EASu, RIS et EAS, de limiter les rejets d'activité à l'extérieur du bâtiment et de limiter également la perte d'inventaire en eau des puisards dans le bâtiment du réacteur.

EDF a prévu un moyen pour réinjecter les fuites externes dans le bâtiment du réacteur, mis en œuvre au titre de la procédure ultime dite « U2 », dès lors que la pression dans l'enceinte est inférieure à 2,4 bar. Cette pression correspond à la capacité de la pompe du système de purges, évènements et exhaures nucléaires (RPE) assurant la réinjection. Or, ce système de réinjection n'est pas qualifié dans les conditions d'un accident grave et la pression dans l'enceinte en situation d'accident grave pourrait être supérieure à 2,4 bar. EDF a complété le dispositif avec une pompe supplémentaire capable de réinjecter les fuites avec une pression dans l'enceinte égale à la pression de dimensionnement.

Ce point fait l'objet de la prescription [AG-B] de l'ASN [48].

5.5.1.3.3 Réduction des rejets par le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte

La durée de mission d'un an de la disposition EASu est difficile à garantir, du fait de la forte probabilité de défaillance de la pompe EASu et du caractère non réparable et non substituable de la pompe et de l'échangeur. Aussi, l'ASN considère que, même si des moyens de secours alternatifs pouvaient être déployés, le recours au dispositif U5 pour pallier une défaillance de l'EASu doit toujours être pris en compte dans la démonstration de sûreté. À ce titre, le dispositif U5 doit continuer de faire partie des équipements nécessaires en accident grave à l'issue du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et être considéré comme un élément important pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du code de l'environnement, ce à quoi EDF s'est engagée à la fin de l'instruction.

Situations de perte à long terme de l'EASu

EDF a étudié, à l'issue de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs des 27 et 28 mars 2019, la faisabilité d'une disposition supplémentaire qui permettrait un appoint d'eau dans le fond de l'enceinte par des moyens mobiles pendant une durée suffisante pour limiter l'érosion du radier, en cas de défaillance de l'EASu à moyen ou long terme, et s'est engagée à la mettre en œuvre.

Compte tenu du caractère non réparable et non substituable de la pompe du système EASu, de sa durée de mission sur le long-terme et des conséquences sanitaires d'une percée du radier, l'ASN considère que la mise en place de ce moyen est nécessaire.

L'ASN encadre l'engagement d'EDF par la prescription [AG-B] [48].

Tenue du dispositif U5 au séisme

EDF s'est engagée à démontrer la capacité du dispositif U5 à assurer ses fonctions en cas de séisme majoré de sécurité (SMS).

Compte tenu des enjeux, l'ASN encadre cette action par la prescription [AG-C] [48].

Réduction des rejets par la filtration U5

EDF n'a pas transmis d'étude portant sur l'amélioration de l'efficacité de la filtration U5 ou sur la mise en œuvre de nouveaux filtres d'éventage de l'enceinte. Or, de récents travaux de recherche réalisés par l'IRSN ont mis en évidence les bonnes capacités de filtration des zéolites d'argent pour les iodures organiques dans les conditions d'un accident grave. L'ASN considère que l'amélioration de l'efficacité de la filtration des rejets par le dispositif d'éventage de l'enceinte de confinement doit être recherchée, pour pallier une éventuelle défaillance du système EASu.

L'ASN note qu'EDF s'est engagée à poursuivre ses efforts de recherche et développement et à proposer le cas échéant, d'ici décembre 2024, un programme de déploiement d'une modification à l'issue d'études d'industrialisation.

5.5.1.3.4 Instrumentation associée à la gestion de l'accident

Instrumentation permettant la détection de la percée de la cuve

L'ASN considère que la nouvelle stratégie de conduite établie par EDF pour la gestion des appoints en cuve en situation d'accident grave est satisfaisante sous réserve du bon déroulement de la stratégie de noyage passif du corium.

La stratégie de gestion des appoints en cuve d'EDF intègre des actions d'injection d'eau, en respectant un délai après la percée de la cuve. Toutefois, l'instrumentation permettant de détecter cette percée de cuve n'apparaît pas dans la liste des instrumentations nécessaires en accident grave pour les réacteurs de 900 MWe, alors même qu'elle est identifiée dans les listes similaires des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe. À l'issue de l'instruction, EDF a confirmé qu'une chaîne de mesure de température dans le puits de cuve sera ajoutée à la liste des instrumentations nécessaires en accident grave dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Instrumentation permettant de détecter l'étalement du corium

Afin de renforcer le suivi de l'état de l'installation en cas d'accident grave et de faciliter la conduite de la pompe « noyau dur » du système EASu, EDF s'est engagée à analyser la faisabilité de déployer une instrumentation qui permette de détecter l'étalement du corium sur la surface totale du local dans lequel est située l'instrumentation interne du cœur (RIC), ainsi que l'intégration de la remontée de cette information pour la conduite en accident grave. L'ASN considère que cet engagement d'EDF est satisfaisant et que les préconisations de conduite dans les guides d'intervention en accident grave (GIAG) devront être explicites pour toutes les situations.

Instrumentation du niveau d'eau dans le fond de l'enceinte

L'ASN considère qu'une instrumentation du niveau dans les puisards du bâtiment du réacteur permettant d'apprécier le niveau d'eau dans le fond de l'enceinte et son évolution en situation d'accident grave est de nature à fiabiliser la gestion d'un accident grave. En effet, cette information permettrait de décider d'injecter de l'eau dans l'enceinte si nécessaire et donc de maintenir un niveau d'eau suffisant dans les puisards sans risque de noyer l'aspiration du dispositif d'éventage et de filtration U5. À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à mettre en place cette instrumentation, ce qui est satisfaisant.

Instrumentation de mesure de niveau de puisards dans le bâtiment du combustible afin de détecter des fuites sur les circuits RIS et EAS

En cas de fuites, des effluents sont susceptibles de s'écouler sur le plancher, situé en fond du bâtiment du combustible (BK), sur lequel des composants du système EASu vont être installés. Les circuits RIS et EAS peuvent être amenés à fonctionner en recirculation en situation d'accident grave. EDF estime que d'éventuelles fuites des systèmes RIS et EAS dans les locaux du bâtiment du combustible seraient détectées par l'instrumentation de mesure de niveau des puisards de ces locaux. Cette instrumentation fait l'objet, dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, d'une vérification de son caractère opérationnel dans les conditions d'un accident grave. L'ASN considère qu'une telle instrumentation doit être considérée par EDF comme nécessaire en accident grave, à l'instar de ce qui est fait pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe à la suite, respectivement, de leur troisième et deuxième réexamen périodique.

5.5.2 Gestion des eaux contaminées

De nombreuses études se sont intéressées aux dispositifs envisageables pour limiter la contamination de l'eau du milieu, en cas de fuite d'eau contaminée après un accident ayant conduit à la fusion du cœur.

5.5.2.1 Objectifs spécifiques du réexamen

À la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, l'ASN avait prescrit à EDF [3] de transmettre : « *avant le 31 décembre 2012, [...] une étude de faisabilité en vue de la mise en place, ou de la rénovation, de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à s'opposer au transfert de contamination radioactive vers les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave ayant conduit à la percée de la cuve par le corium* ». EDF a transmis son étude le 20 décembre 2012.

Le principe des enceintes géotechniques consiste à pomper l'eau présente dans la zone polluée, afin d'abaisser dans cette zone le niveau de la nappe phréatique (d'un mètre environ). Cet abaissement du niveau d'eau force les écoulements d'eau à se diriger de la nappe phréatique « extérieure » vers la zone polluée, empêchant ainsi la pollution de s'étendre. Afin de limiter les quantités d'eau à pomper puis à traiter, il est en général nécessaire de mettre en place dans le sol, entre la zone polluée et l'environnement, une paroi appelée « enceinte géotechnique », suffisamment étanche et d'une profondeur allant jusqu'à une couche de sol relativement imperméable. Enfin, l'eau pompée doit être stockée puis traitée, avant de pouvoir, le cas échéant, être rejetée, après contrôle, dans l'environnement.

Dans son courrier du 20 avril 2016 relatif aux orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [6], l'ASN indiquait que, « *eu égard au caractère complexe des phénomènes étudiés, l'ASN pourrait être amenée à considérer la mise en place de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique, pour éviter une contamination des eaux souterraines en cas d'accident grave conduisant au percement du radier du bâtiment du réacteur* ». Dans un courrier du 29 juin 2016, l'ASN a précisé à EDF les éléments complémentaires attendus à la suite de l'instruction des éléments transmis en décembre 2012. En particulier, l'ASN a demandé :

- de poursuivre les réflexions engagées sur les dispositifs de confinement dynamique des eaux contaminées en transmettant à l'ASN des études de faisabilité plus détaillées que celles déjà transmises, tenant compte des spécificités de chaque site et proposant un calendrier de déploiement des modifications étudiées ;
- d'adresser à l'ASN, en distinguant chaque site, une première évaluation, sommaire, des conséquences du percement du radier à la suite d'un accident grave, en l'absence de dispositif spécifique visant à limiter la contamination. Cette étude devait identifier, pour chaque site, les aquifères, populations, zones géographiques, cultures agricoles et industries qui seraient alors affectées et fournir une première évaluation des conséquences d'une telle pollution.

L'ASN a souligné également que de tels dispositifs pourraient permettre de gérer les situations provoquées par des écoulements de fluide radioactif en dehors du bâtiment du réacteur, lors d'un accident grave, par d'autres chemins de fuite qu'un percement du radier de ce bâtiment.

5.5.2.2 Synthèse des études réalisées et des modifications identifiées

EDF a étudié la faisabilité technique de dispositifs visant à s'opposer à la contamination radioactive dans les eaux souterraines jusqu'aux eaux de surface en cas de percement du radier, à la suite d'un accident ayant conduit à la fusion du cœur. Les dispositifs étudiés associent, pour les réacteurs de 900 MWe :

- des dispositions installées en permanence sur les sites, à savoir :
 - une enceinte géotechnique dite « au large » (située en périphérie des bâtiments nucléaires),
 - un dispositif de pompage (constitué de deux puits de pompage, dont un de secours),
 - des réservoirs de stockage « tampon » de l'eau pompée ;
- des dispositions acheminées et mises en place par la force d'action rapide nucléaire (FARN), en situation post-accidentelle, à savoir :
 - une station de traitement mobile,
 - une installation mobile de rejet des eaux traitées, de conditionnement et de stockage temporaire des déchets solides.

EDF estime que le bénéfice en termes de sûreté de tels dispositifs ne se justifie pas au regard des coûts qu'ils entraîneraient, compte tenu des incertitudes quant à leur efficacité, de la gestion sur le site d'effluents en très grandes quantités et donc d'une surface au sol pour l'installation des réservoirs et de l'unité de traitement potentiellement supérieure à celle disponible dans les périmètres actuellement définis des installations nucléaires de base.

Au cours de l'instruction, EDF n'a pas transmis d'éléments sur l'évaluation sommaire des conséquences d'un percement du radier en situation d'accident grave, considérant que des actions de recherche étaient nécessaires sur la rétention des radionucléides dans les sols avant de pouvoir réaliser une telle étude.

5.5.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'IRSN a effectué une évaluation sommaire des conséquences d'un percement du radier en situation d'accident grave pour les sites fluviaux, sans dispositif spécifique visant à limiter la contamination. Pour la plupart des sites, quelques mois après le percement du radier, les concentrations des radionucléides dans le fleuve peuvent dépasser, d'un facteur de l'ordre de 1000, la référence fournie par l'arrêté du 11 janvier 2007 relatif aux limites et références de qualité des eaux destinées à la consommation humaine (qui correspond à une dose indicative de 0,1 mSv/an).

Cette évaluation sommaire montre également qu'en situation d'accident grave, même en l'absence de percement du radier, une fuite de l'ordre d'un mètre cube⁷⁴ d'eau contaminée provenant du fond du bâtiment du réacteur, peut conduire à atteindre dans les fleuves, en un à trois mois, les niveaux de référence pour les eaux destinées à la consommation humaine.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée de mettre en œuvre des moyens pour réduire le risque de contamination des eaux du milieu après un accident ayant conduit à la fusion du cœur, selon une approche par lignes de défense successives, en :

- limitant le risque de fuites d'eau contaminée en dehors du bâtiment du réacteur. Cette ligne de défense repose sur les dispositions prévues pour limiter le risque de percement du radier du bâtiment du réacteur évoquées dans les paragraphes précédents, ainsi que sur les règles de conception du système EASu permettant de limiter le risque de fuites dans le bâtiment du combustible ;
- limitant le risque de fuites vers le sol en cas de fuite d'eau fortement contaminée dans le bâtiment combustible ; cette ligne de défense repose sur les dispositifs de collecte de fuites en différents points du système EASu, de collecte des effluents atteignant les puisards du bâtiment du combustible (avec renforcement de l'étanchéité de ces puisards), puis de réinjection des effluents collectés dans ces puisards vers le bâtiment du réacteur ;
- limitant l'ampleur et la durée de la contamination des eaux dans le milieu en cas de fuite d'eau contaminée en dehors des bâtiments. Cette ligne de défense pourrait s'appuyer sur des moyens de réduction de la contamination de l'eau présente dans le bâtiment du réacteur ou sur des dispositifs permettant de limiter la migration des éléments radioactifs, par le sol et les eaux souterraines, vers le milieu.

L'ASN souligne le caractère ambitieux de l'engagement d'EDF. **Compte tenu des enjeux, l'ASN encadre ces engagements par la prescription [AG-D] [48].**

⁷⁴ Pour des débits dans les fleuves inférieurs au débit moyen annuel, cette valeur peut être réduite à quelques centaines de litres d'eau contaminée qui fuit en dehors des bâtiments.

5.5.3 Synthèse et prescriptions portant sur les études d'accident avec fusion du cœur

Les objectifs d'amélioration retenus pour le domaine des accidents avec fusion du cœur concernent le renforcement des moyens de limitation de ses conséquences. Ces derniers visent notamment à limiter les conséquences radiologiques au cours d'un accident grave, en rendant extrêmement improbable le risque d'un rejet précoce important et en évitant les effets durables dans l'environnement.

Pour répondre à cet objectif, EDF a défini des améliorations afin :

- d'évacuer la puissance résiduelle, sans qu'il soit nécessaire d'ouvrir le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur. Cette absence d'éventage permet de limiter les rejets hors de l'enceinte de confinement ;
- de limiter le risque de percement du béton du radier du bâtiment du réacteur par le corium.

EDF s'est engagée à l'issue de l'instruction à mettre en place des dispositifs de détection et de réinjection vers le bâtiment du réacteur des effluents présents dans le bâtiment du combustible. EDF a également prévu de mettre en œuvre des moyens pour faire face à une perte à terme du dispositif, dit « ultime » d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement, en situation post-accidentelle.

Afin de réduire encore les risques de rejets, l'ASN prescrit qu'EDF doit disposer de moyens pour injecter à court terme dans le bâtiment du réacteur un volume d'eau borée complémentaire.

Afin de réduire les relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée présente dans l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur lors d'un accident grave ainsi que dans le bâtiment du combustible en cas de recirculation de cette eau, EDF s'est engagée à mettre en place des dispositions spécifiques.

L'ASN demande à EDF de mettre en œuvre des dispositions afin de limiter les fuites d'eau contaminée en dehors du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible en cas d'accident ayant conduit à la fusion du cœur, et de disposer de moyens permettant de réduire la contamination de l'eau présente dans le bâtiment du réacteur après un accident ayant conduit à la fusion du cœur. Pour chaque site, EDF devra également, afin de limiter l'ampleur et la durée de la contamination en cas de fuite d'eau contaminée en dehors des bâtiments, étudier les moyens de limiter la dissémination en dehors du site des substances radioactives, par le sol et les eaux souterraines.

Le quatrième réexamen périodique a également été l'occasion de réévaluer les études probabilistes de sûreté permettant d'évaluer le risque de rejets dans l'environnement en cas d'accident ayant conduit à la fusion du cœur. Cet éclairage probabiliste a permis d'identifier des modifications complémentaires à mettre en œuvre, ce qui permettra d'améliorer le niveau de sûreté.

L'ASN souligne le travail très important réalisé par EDF sur la limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur et le caractère très ambitieux du programme de modifications associé. Ce programme permettra des avancées majeures en matière de sûreté et de répondre aux objectifs visés pour ce réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Dispositif de stabilisation du corium

[AG-A] I.– L'exploitant met en œuvre les dispositifs techniques de maintien à sec du puits de cuve, d'étalement du corium sur le fond du puits de cuve et du local adjacent et de renoyage passif du corium par l'eau, prévus en réponse à la prescription [ECS-ND16] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées, visant à éviter le percement du radier en cas de fusion partielle ou totale du cœur.

II.– L'exploitant :

1. transmet, au plus tard le 31 décembre 2022, à l'Autorité de sûreté nucléaire un avant-projet détaillé permettant l'épaississement du radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux à partir de 2025. Cet avant-projet comporte une étude d'optimisation de la radioprotection des intervenants ;
2. transmet, au plus tard le 30 juin 2023, à l'Autorité de sûreté nucléaire les conclusions de son programme d'études du comportement des radiers en situation d'accident avec fusion du cœur fondé sur des essais. À la même date, il prend position sur la nécessité d'épaissir le radier des bâtiments du réacteur dont le béton est très siliceux ;
3. épaissit les radiers le nécessitant.

III.– L'exploitant renforce les voiles entre le local d'instrumentation interne du cœur (RIC) et la zone des puisards du fond de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur pour prévenir tout risque induit par leur percement par le corium.

Évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans éventage

[AG-B] I.– L'exploitant met en œuvre le dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu) et dispose de la source froide ultime (SFu), prévus en réponse au troisième alinéa du III de la prescription [ECS-ND1] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisées, permettant l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement sans ouverture du dispositif d'éventage et de filtration.

II.– L'exploitant :

1. définit, au plus tard le 31 décembre 2022, les moyens permettant d'injecter à court terme dans le bâtiment du réacteur un volume d'eau borée complémentaire à celui contenu dans la bache du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines (PTR) afin d'assurer l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement lors d'un accident avec fusion du combustible. Dans le même délai, il justifie la faisabilité de l'injection de ce volume d'eau borée complémentaire, compte tenu des exigences associées aux moyens retenus et aux capacités d'eau borée disponibles ;
2. met en œuvre les éventuelles modifications nécessaires.

III.– L'exploitant met en œuvre les moyens pour faire face à une perte à terme du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu), en situation post-accidentelle.

IV.– L'exploitant installe les moyens nécessaires pour assurer la détection, la collecte et la réinjection vers le bâtiment du réacteur des éventuelles fuites du dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu), y compris en situation d'accident grave.

[AG-C] I.– L'exploitant protège, à l'égard des agressions d'origine interne, les composants de la chaîne de mesure « gamme large » de la pression de l'enceinte de confinement situés dans les principaux locaux électriques de la voie de sûreté B.

II.– L'exploitant renforce le dispositif d'éventage et de filtration de l'enceinte de confinement afin qu'il reste opérationnel après un séisme majoré de sécurité (SMS).

Gestion des eaux contaminées

[AG-D] I.– Afin de réduire le risque de contamination des eaux souterraines après un accident ayant conduit à la fusion du cœur, l'exploitant met en œuvre les moyens permettant de limiter les fuites d'eau contaminée en dehors du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible.

II.– L'exploitant dispose des moyens nécessaires pour réduire la contamination de l'eau présente dans le bâtiment du réacteur après un accident ayant conduit à la fusion du cœur et s'assure de leur caractère opérationnel sur site.

III.– Afin de limiter l'ampleur et la durée de la contamination des eaux dans le milieu en cas de fuite d'eau contaminée en dehors des bâtiments après un accident ayant conduit à la fusion du cœur, l'exploitant étudie les moyens de limiter la dissémination de substances radioactives, par le sol et les eaux souterraines, en dehors du site.

Il définit les éventuelles dispositions à mettre en œuvre au regard des enjeux pour la sûreté et le calendrier associé.

5.6 RÉÉVALUATION DES CONSÉQUENCES RADIOLOGIQUES DES ACCIDENTS

5.6.1 Évaluation des conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur

5.6.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

EDF a indiqué dans son dossier d'orientation du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [23] que la démarche qu'elle s'est fixée a notamment pour objectif de tendre vers l'absence de nécessité de mise en œuvre de mesures de protection de la population à court terme pour l'ensemble des accidents de dimensionnement du rapport de sûreté. Cet objectif consiste, lors de la phase dite « court terme » de l'accident, à retenir l'absence de besoin de mise à l'abri, d'évacuation des populations et d'administration d'iode stable.

L'article D. 1333-84 du code de la santé publique fixe des valeurs repères de doses pour la mise en œuvre des mesures de protection de la population en situation d'urgence radiologique :

- une dose efficace de 10 mSv pour la mise à l'abri ;
- une dose efficace de 50 mSv pour l'évacuation ;
- une dose équivalente à la thyroïde de 50 mSv pour l'administration d'iode stable.

L'ASN a considéré [6] à la suite de l'analyse de ce dossier d'orientation que l'objectif général de sûreté devait également porter sur la limitation autant que raisonnablement possible des conséquences radiologiques à court, moyen et long termes, et ce pour l'ensemble des accidents du rapport de sûreté.

En ce qui concerne les conséquences radiologiques de l'accident lié à la rupture d'un tube d'un générateur de vapeur de quatrième catégorie (RTGV4), l'ASN a, dans ce même courrier, demandé à EDF d'étudier des modifications permettant de réduire significativement les conséquences de cet accident de manière à garantir que la solution qui sera finalement retenue soit la plus robuste possible, notamment vis-à-vis de l'effet falaise induit par les risques de débordement en eau du générateur de vapeur affecté.

5.6.1.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

5.6.1.2.1 Limites de doses considérées

EDF se fixe ainsi comme objectif, à court terme, de respecter à 500 mètres de l'installation les valeurs suivantes :

- pour les conditions de fonctionnement de deuxième catégorie, EDF vérifie la limite globale de 1 mSv/an pour les personnes du public relative au fonctionnement normal de l'installation ;
- pour les conditions de fonctionnement de troisième catégorie, EDF retient une dose efficace inférieure à 10 mSv ;
- pour les conditions de fonctionnement de quatrième catégorie, EDF retient une dose efficace inférieure à 50 mSv.

L'objectif retenu pour le long terme correspond à une dose efficace inférieure à un Sievert. Cette dose représente les effets d'un transitoire accidentel intégrés sur la durée de la vie d'un individu, ce qui conduit à considérer les quatre voies d'exposition suivantes : exposition au panache radioactif, inhalation du panache, exposition aux dépôts et ingestion de denrées contaminées.

Par ailleurs, pour répondre à l'objectif de « *tendre vers l'absence de mise en œuvre de mesure de protection de la population (mise à l'abri, évacuation, administration d'iode stable [...]) pour l'ensemble des accidents de dimensionnement, à court terme* », EDF a étudié des scénarios d'exposition réalistes, tenant compte de l'éloignement réel des

premières habitations⁷⁵. Les doses estimées pour les accidents de troisième et quatrième catégories à court terme (24 heures et 7 jours) sont comparées aux valeurs suivantes aux premières habitations :

- dose efficace : 10 mSv ;
- dose équivalente à la thyroïde : 50 mSv.

Pour la phase « moyen terme », EDF a défini un objectif intermédiaire d'une dose efficace sur un an inférieure à 20 mSv au-delà de 2 km.

5.6.1.2.2 Résultats obtenus

Concernant les incidents de deuxième catégorie, les doses évaluées par EDF au niveau des premières habitations sont très inférieures à 1 mSv : la dose efficace la plus élevée, ingestion incluse, est celle qui serait provoquée par l'ouverture d'une soupape de tuyauterie vapeur.

Concernant les accidents de troisième catégorie, les doses évaluées par EDF à 500 mètres à court terme respectent les objectifs fixés et celles au niveau des premières habitations ne nécessitent pas la mise en œuvre de moyens de protection de la population.

Concernant les accidents de quatrième catégorie, les accidents conduisant aux doses les plus élevées sont l'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP4) et la rupture d'un tube de générateur de vapeur (RTGV4). Ces accidents sont détaillés ci-après.

Accident de perte de réfrigérant primaire de quatrième catégorie (APRP4)

EDF indique que les objectifs en matière de conséquences radiologiques exprimés en termes de limites de dose efficace à 500 mètres sont respectés pour l'accident de perte de réfrigérant primaire de quatrième catégorie.

Par ailleurs, les objectifs visant à tendre vers l'absence de mise en œuvre de mesure de protection de la population à court terme et de dose efficace sur un an inférieure à 20 mSv au-delà de 2 km sont « globalement respectés ». En effet, EDF constate un dépassement de la valeur repère recommandée pour la prise d'iode à 7 jours pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

Accident de rupture d'un tube de générateur de vapeur cumulée avec une soupape bloquée ouverte de quatrième catégorie (RTGV4)

Les évaluations des conséquences radiologiques de l'accident de quatrième catégorie de rupture d'un tube de générateur de vapeur cumulée avec une soupape bloquée en position ouverte tiennent compte de l'abaissement, de 150 GBq/t à 100 GBq/t, du seuil d'arrêt en équivalent iode 131 (Eq.131I) en transitoire de puissance des spécifications radiochimiques de l'eau du circuit primaire.

EDF conclut au respect de ses objectifs en matière de conséquences radiologiques exprimées en termes de limites de dose efficace à 500 m pour l'accident de RTGV4.

Toutefois, les objectifs visant à tendre vers l'absence de mise en œuvre de mesure de protection de la population à court terme ne sont pas respectés : les doses calculées nécessiteraient en effet une mise à l'abri et l'administration d'iode stable. La dose efficace sur un an inférieure à 20 mSv au-delà de 2 km est respectée.

EDF considère avoir rempli son objectif d'amélioration continue, du fait de la diminution des conséquences radiologiques de cet accident.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à encore abaisser, pour le dernier trimestre 2021, le seuil d'arrêt en équivalent iode 131 en transitoire de puissance des spécifications radiochimiques de l'eau du

⁷⁵ Les premières habitations, sont, sauf pour le site du Bugey, éloignées de plus de 500 m des installations.

circuit primaire à 80 GBq/t, sur l'ensemble de ses réacteurs et à modifier la conduite de la RTGV4 (conduite de l'injection de sécurité) afin de réduire les conséquences radiologiques.

Accidents du domaine complémentaire

Concernant les accidents du domaine complémentaire, leurs conséquences radiologiques sont évaluées soit sur la base d'études spécifiques, soit à partir d'argumentaire visant à montrer qu'elles sont couvertes par celles de certains accidents du domaine de dimensionnement.

L'accident du domaine complémentaire présentant les conséquences radiologiques les plus importantes est l'accident de défaillance totale de l'injection de sécurité et de l'aspersion de l'enceinte à la suite d'une brèche sur le circuit primaire, en puissance et dans les états d'arrêt « AN/GV » ou « AN/RRA ». Les conséquences radiologiques de cet accident sont inférieures à celles de l'accident du domaine de dimensionnement de perte de réfrigérant primaire de catégorie 4.

5.6.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN note que les conséquences radiologiques en catégorie 2 et 3 respectent les objectifs fixés et ne nécessitent pas de mesures de protection de la population.

En ce qui concerne la catégorie 4, la rupture d'un tube de générateur de vapeur porte le plus d'enjeux (RTGV).

Accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie (RTGV 4)

Les objectifs de limite de dose que s'est fixés EDF à 500 mètres pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe sont respectés.

Toutefois, la RTGV4 est le seul accident qui montre, sur la base des hypothèses retenues, la nécessité de mise en œuvre de moyens de protection de la population au niveau des premières habitations.

Pour des raisons technologiques, les réacteurs de 900 MWe se singularisent défavorablement en termes de quantité d'eau rejetée en RTGV4 et donc de conséquences radiologiques associées à cet accident par rapport aux autres réacteurs d'EDF. Dans sa position sur les orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [6], l'ASN a demandé à EDF d'« étudier des modifications permettant de réduire significativement les conséquences radiologiques d'un accident de RTGV de manière à garantir que la solution qui sera finalement retenue soit la plus robuste possible, notamment vis-à-vis de l'effet falaise induit par les possibilités de débordement du GV affecté ».

EDF a retenu une modification matérielle (augmentation de la capacité de décharge du groupe de contournement de la turbine à l'atmosphère) afin de réduire la masse d'eau du circuit primaire rejetée à l'atmosphère lors de cet accident sur les réacteurs de 900 MWe (paragraphe 5.3.1.3.5). À l'issue de l'instruction, EDF a proposé un abaissement du seuil d'arrêt en équivalent iode 131 en transitoire de puissance des spécifications radiochimiques de l'eau du circuit primaire à 80 GBq/t ainsi qu'une modification de la conduite de la RTGV4 qui permet de réduire notablement les rejets radiologiques.

Ces points font l'objet de la prescription [CR-A] de l'ASN [48].

L'ASN note que ces modifications conduiront à la limitation des conséquences radiologiques des accidents étudiés dans le rapport de sûreté. Cela permettra de réduire significativement l'occurrence de situations conduisant à des mesures de protection des populations. EDF devra encore poursuivre ses efforts pour réduire les conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur, qui conduit aux conséquences radiologiques les plus importantes.

Accidents du domaine complémentaire

L'ASN note que les conséquences radiologiques des accidents du domaine complémentaire évaluées par EDF pour les réacteurs de type CPY respectent les objectifs que s'est fixés EDF en termes de limites de dose et ne nécessitent pas la mise en place des mesures de protection de la population. Pour les réacteurs

de la centrale nucléaire de Bugey, les valeurs obtenues restent toujours en deçà des valeurs obtenues pour l'accident de perte de réfrigérant primaire de quatrième catégorie.

Réduction globale des conséquences radiologiques

L'ASN note que, conformément à sa demande en référence [6], de limiter autant que raisonnablement possible les conséquences radiologiques des accidents de dimensionnement à court, moyen et long termes, EDF a utilisé dans ses études une démarche visant à identifier les principaux contributeurs au rejet et a examiné les moyens de les réduire.

5.6.2 Évaluation des conséquences radiologiques des accidents liés aux agressions

5.6.2.1 Objectifs spécifiques du réexamen

L'évaluation des conséquences radiologiques des agressions permet d'évaluer l'aptitude de l'installation à remplir sa fonction de confinement des substances radioactives en cas d'agression.

L'objectif des études est de vérifier le caractère acceptable des conséquences radiologiques des agressions d'origine interne ou externe, eu égard aux limites de doses définies par EDF lors de la phase générique du réexamen et en les comparant aux limites de doses définies pour les conditions de fonctionnement. Par ailleurs, au-delà de ces objectifs de limitation, l'ASN a demandé à EDF, (demande SUR n° 13 [6]), de justifier que l'impact radiologique des accidents, notamment liés aux agressions, est aussi faible que raisonnablement possible.

5.6.2.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

5.6.2.2.1 Conséquences radiologiques des agressions autres que l'incendie

La démarche retenue par EDF pour évaluer les conséquences radiologiques consiste à :

- identifier, parmi les scénarios d'agressions d'origine interne ou externe pouvant induire des conséquences radiologiques, des scénarios enveloppes. Les agressions pour lesquelles il n'existe pas de risque de conséquences radiologiques du fait des précautions prises lors du dimensionnement des bâtiments et des systèmes sont exclues ;
- évaluer les conséquences radiologiques de ces scénarios enveloppes ;
- évaluer la probabilité d'occurrence de ces scénarios lorsque les conséquences radiologiques sont supérieures à 0,5 mSv⁷⁶ à moyen terme (un an) ;
- comparer les conséquences radiologiques de ces scénarios à court terme (sept jours) avec les limites de dose associées aux conditions de fonctionnement des domaines de dimensionnement et complémentaire.

Les doses à moyen terme calculées par EDF pour apprécier les conséquences des agressions autres que l'incendie sont toutes inférieures à 0,5 mSv à l'exception de celle calculée pour l'agression par des projectiles générés par le vent sur le site du Bugey estimées à 2,3 mSv.

Pour ce dernier scénario, EDF évalue une fréquence d'occurrence correspondant à celle des accidents de dimensionnement de troisième catégorie (comprise entre 10^{-2} et 10^{-4} par an et par réacteur), et une dose à court terme inférieure à 0,3 mSv. Cette valeur est inférieure à l'objectif de limite de dose en matière de conséquences radiologiques pour cette catégorie d'accidents (10 mSv), ce qu'EDF juge acceptable.

⁷⁶ Cette limite de dose correspond à la moitié de celle prévue pour l'exposition annuelle du public aux rayonnements ionisants en application de l'article R. 1333-11 du code de la santé publique.

5.6.2.2 Conséquences radiologiques de l'incendie

Pour les conséquences radiologiques des incendies, EDF utilise une méthode différente de celle retenue pour les autres agressions. EDF a ainsi développé une étude du risque lié à l'incendie, qui prend en compte huit radionucléides et qui détermine, sur la base de modélisations réalisées à l'aide d'un logiciel, différentes doses à court terme (une dose « inhalation », une dose « panache » et une dose « dépôt ») pour un adulte se trouvant à 500 mètres. Cette étude conclut à une dose totale très faible, inférieure au microsievert.

5.6.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN souligne l'intérêt des évaluations des conséquences radiologiques des agressions pour évaluer l'aptitude des réacteurs de 900 MWe à assurer leur fonction de confinement des substances radioactives.

Les remarques de l'ASN portant sur certaines hypothèses retenues pour ces évaluations ne sont pas de nature à remettre en cause l'atteinte des objectifs fixés pour ce réexamen.

Concernant les incendies, EDF prévoit de mettre à jour ses évaluations des conséquences radiologiques à l'occasion de la remise du rapport de conclusion de réexamen. En effet, les évaluations présentées à ce stade ne répondent pas complètement aux objectifs fixés par l'arrêté INB [1], notamment car les doses doivent être déterminées à court, moyen et long termes, pour les différentes classes d'âge et en considérant toutes les voies d'exposition.

5.6.3 Évaluation des conséquences radiologiques des accidents avec fusion du cœur

5.6.3.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Les renforcements prévus par EDF visent à limiter les rejets en cas d'accident grave, rendre le risque de rejets précoces et importants extrêmement improbable et éviter les effets durables dans l'environnement.

5.6.3.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

EDF a évalué les conséquences radiologiques associées à un accident avec fusion du cœur sans ouverture du dispositif U5. Elles sont déterminées à partir d'un terme source, évalué sur la base d'hypothèses sur les taux de relâchement, la cinétique de relâchement des différents radionucléides, les débits de fuite du bâtiment du réacteur et des bâtiments périphériques.

EDF conclut que les doses reçues par la population, évaluées avec la mise en œuvre de la disposition EASu, montrent qu'il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre les mesures de protection des populations d'évacuation au-delà de cinq kilomètres et de prise d'iode stable au-delà de dix kilomètres.

Les doses efficaces, hors ingestion, calculées sept jours et un an après l'accident sont inférieures à 20 mSv à une distance de trois kilomètres du rejet, sous le vent du réacteur accidenté.

5.6.3.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Les résultats des conséquences radiologiques confirment que la mise en œuvre de la disposition EASu sans ouverture du dispositif U5 apporte un gain de sûreté important vis-à-vis des rejets hors de l'installation, permettant de limiter les doses reçues par la population au-delà de 24 heures.

Domaine de couverture

Les évaluations des conséquences radiologiques des accidents graves présentées dans le rapport de sûreté correspondent à des situations de rejets limités, associés aux situations de fusion du cœur sans ouverture du dispositif U5, sachant que les rejets avec ouverture du dispositif U5 sont nettement plus élevés.

L'étude probabiliste de sûreté de niveau 2 montre que la part des rejets tardifs filtrés, avec ouverture du dispositif U5, constitue environ 18 % de la fréquence totale des rejets.

Les rejets survenant à la suite des situations d'accident grave avec ouverture du dispositif U5 n'étant pas négligeables, tant par leur fréquence que par leur intensité, EDF s'est engagée à présenter les conséquences radiologiques en situation d'accident grave avec et sans ouverture du dispositif U5 dans le rapport de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'échéance de la phase B de déploiement des modifications associées au quatrième réexamen périodique.

Quantité des différentes formes chimiques de l'iode

Pour certains scénarios d'accident grave, avec la mise en œuvre de la disposition EASu sans ouverture du dispositif U5, les quantités des différentes formes chimiques de l'iode présentes dans l'enceinte de confinement et mobilisables pour des rejets dans l'atmosphère de l'enceinte de confinement diffèrent de manière notable entre les évaluations d'EDF et celles de l'IRSN. L'ASN considère que l'évaluation présentée par EDF sous-estime les quantités d'iode mobilisables dans l'atmosphère de l'enceinte de confinement et dans l'atmosphère du bâtiment du combustible. En conséquence, l'ASN considère qu'EDF doit rechercher et mettre en place des dispositions permettant de réduire significativement, lors d'un accident grave, les relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée présente dans l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur ainsi que dans le bâtiment du combustible, ce à quoi EDF s'est engagée.

Ce point fait l'objet de la prescription [CR-B] de l'ASN [48].

5.6.4 Synthèse et prescriptions portant sur les conséquences radiologiques des accidents

Les modifications prévues par EDF permettront de limiter les conséquences radiologiques des accidents étudiés dans le rapport de sûreté. Cela permettra de réduire significativement l'occurrence de situations avec mise en œuvre de mesures de protection des populations.

En particulier, EDF a prévu de réaliser des modifications afin de limiter la quantité d'eau liquide radioactive rejetée dans l'environnement en cas d'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie (RTGV4). Cet accident présente les conséquences radiologiques les plus importantes et EDF doit poursuivre ses efforts pour encore les réduire.

L'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen en limitant les conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, y compris en cas d'agression, ce qui permettra de réduire significativement l'occurrence de situations avec mise en œuvre de mesures de protection des populations, ainsi qu'en réduisant, de façon notable, les rejets dans l'environnement au cours des accidents ayant conduit à la fusion du cœur.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Réduction des conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie

[CR-A] I.– Au plus tard le 30 juin 2022, l'exploitant abaisse la limite en iode équivalent autorisée en transitoires de puissance par les spécifications radiochimiques de l'eau du circuit primaire.

II.– L'exploitant met en œuvre les modifications qu'il a prévues pour réduire les conséquences radiologiques de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de quatrième catégorie :

1. la modification visant à augmenter la capacité de décharge du groupe de contournement de la turbine à l'atmosphère afin d'augmenter la vitesse de refroidissement du circuit primaire et d'atteindre plus rapidement l'état de repli ;
2. la modification de la conduite de l'injection de sécurité à haute pression pour cet accident.

Réduction des relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée

[CR-B] L'exploitant met en œuvre des dispositions pour réduire significativement, lors d'un accident grave, les relâchements d'iode en phase gazeuse à partir de l'eau contaminée présente dans l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur ainsi que dans le bâtiment du combustible en cas de recirculation de cette eau.

5.7 RÉÉVALUATION DES ÉTUDES PROBABILISTES DE SÛRETÉ

Les études probabilistes de sûreté (EPS) apportent un éclairage complémentaire à la démonstration de sûreté déterministe. Elles contribuent à évaluer la sûreté des réacteurs en quantifiant la fréquence de scénarios menant, pour les EPS dites de « niveau 1 », à la fusion du cœur et, pour les EPS dites de « niveau 2 », à des rejets radioactifs importants. Ces études permettent, en particulier, d'identifier l'importance de certains équipements, les risques associés à certaines familles d'événements et les besoins de modifications. Elles fournissent des éléments d'appréciation pour statuer sur la pertinence de la mise en place de dispositions complémentaires visant à limiter les risques de fusion du cœur ou les rejets. Elles permettent également d'actualiser la liste des dispositions dites « complémentaires » (voir paragraphe 5.3.2).

Dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, EDF a actualisé ses EPS de niveau 1, notamment en améliorant la modélisation de systèmes supports nécessaires au fonctionnement des équipements importants pour la sûreté, comme, par exemple, les systèmes de ventilation qui assurent un conditionnement thermique des locaux.

Depuis le précédent réexamen, EDF a largement étendu le périmètre de ses études probabilistes et certaines d'entre elles ont été développées pour la première fois dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. C'est le cas des études probabilistes relatives à l'explosion d'origine interne, à l'inondation d'origine externe (EPS de niveau 1), à l'incendie, à l'inondation d'origine interne et au séisme (EPS de niveaux 1 et 2). EDF a également présenté pour ce réexamen des analyses probabilistes relatives aux scénarios dits de longue durée, ainsi qu'aux dépendances entre deux réacteurs d'un même site, dans les situations où ils seraient affectés par un même initiateur.

Les résultats et enseignements tirés des EPS de niveaux 1 et 2 réalisées pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey sont, de manière générale, similaires à ceux obtenus pour les réacteurs de 900 MWe de type CPY. Ils conduisent aux mêmes positions et demandes de l'ASN.

5.7.1 EPS de niveau 1

5.7.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Les objectifs définis lors des orientations du réexamen [23] portent sur :

- l'extension du périmètre de l'étude aux risques liés à la piscine d'entreposage du combustible, avec pour objectif de rendre extrêmement improbable le découvrtement des assemblages de combustible ;
- le développement des EPS de niveaux 1 et 2 associées aux risques liés aux agressions d'origine interne (incendie, explosion, inondation) et externe (séisme, inondation) ;
- la réalisation d'une analyse spécifique des scénarios de pertes des sources électriques de longue durée.

Pour les EPS de niveau 1, les objectifs suivants sont retenus :

- viser une fréquence globale de fusion du cœur, incluant les agressions, inférieure à quelques 10^{-5} par an et par réacteur ;
- rendre le découvrtement des assemblages de combustible en piscine, lors d'une vidange accidentelle ou d'une perte de refroidissement, extrêmement improbable.

5.7.1.2 Synthèse des études réalisées et des modifications identifiées

5.7.1.2.1 EPS de niveau 1 associées aux événements internes affectant le réacteur

Les EPS de niveau 1 associées aux événements internes⁷⁷ affectant le réacteur concluent à un risque de fusion du cœur de $3,3.10^{-6}$ par an et par réacteur pour les réacteurs de type CPY et $5,0.10^{-6}$ pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

Ces valeurs tiennent compte des modifications identifiées par EDF, au cours de la réalisation de ces EPS, comme nécessaires (comme, par exemple, la modification de l'alimentation électrique des ventilateurs des locaux électriques afin d'assurer leur alimentation en cas de défaillance d'un tableau électrique) et des modifications associées au réexamen déployées en phase A (comme, par exemple, la réalimentation des matériels du « noyau dur » par le diesel d'ultime secours). La prise en compte de ces modifications permet une diminution de 28 % du risque de fusion du cœur par rapport à l'état pris en compte à l'entrée du réexamen (état correspondant au troisième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe).

L'EPS de niveau 1 met en évidence l'importance des systèmes électriques des réacteurs de 900 MWe, dont les défaillances portent plus de 45 % du risque de fusion du cœur pour les événements internes.

5.7.1.2.2 EPS de niveau 1 associées aux événements internes affectant la piscine d'entreposage du combustible

EDF a réalisé des EPS relatives aux événements internes visant à évaluer les risques de découvrément des assemblages de combustible entreposés dans la piscine pour les scénarios de vidange accidentelle de la piscine et de perte de refroidissement.

Ces études n'intègrent pas les modifications associées à la piscine d'entreposage réalisées dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Elles n'intègrent pas non plus la plupart des modifications résultant des évaluations complémentaires de sûreté, notamment les modifications associées à la mise en place d'un nouveau circuit de refroidissement (PTR bis), de l'appoint ultime en eau et du diesel d'ultime secours.

Ces études concluent, pour les réacteurs de type CPY ou de la centrale nucléaire de Bugey, à un risque de découvrément des assemblages de combustible de :

- $5,3.10^{-8}$ par an et par réacteur, pour les scénarios de perte de refroidissement de la piscine d'entreposage ;
- $3,7.10^{-9}$ par an et par réacteur, pour les assemblages en cours de manutention pour les scénarios de vidange accidentelle de la piscine d'entreposage ;
- $1,2.10^{-9}$ par an et par réacteur, pour les assemblages entreposés pour les scénarios de vidange accidentelle de la piscine d'entreposage.

Au cours de l'instruction, EDF a valorisé certaines dispositions existantes supplémentaires, ce qui lui a permis de réduire le risque de découvrément des assemblages entreposés ou en cours de manutention dans la piscine d'entreposage à $1,3.10^{-8}$ par an et par réacteur.

EDF conclut que ces résultats sont conformes à l'objectif de rendre extrêmement improbable le découvrément des assemblages de combustible entreposés en piscine, même sans valoriser toutes les dispositions décidées dans le cadre du réexamen, dont la disposition PTR bis.

5.7.1.2.3 EPS de niveau 1 associées aux agressions

Conformément aux orientations du réexamen, EDF a largement étendu le périmètre de ses études probabilistes. Ainsi, certaines EPS de niveau 1 ont été développées par EDF pour la première fois pour les réacteurs en exploitation : une EPS relative au risque d'explosion d'origine interne, une EPS complète

⁷⁷ Évènements causés par une défaillance d'un composant de l'installation ou une erreur humaine.

relative au risque de séisme, ainsi que des analyses probabilistes relatives aux risques d'inondation d'origine externe.

Les probabilités de fusion du cœur et de découvrément des assemblages de combustible dans la piscine d'entreposage obtenues dans les EPS de niveau 1 associées aux agressions doivent être considérées comme indicatives, dans la mesure où il s'agit, pour la plupart des agressions, d'un premier exercice.

À l'exception du séisme et de l'inondation d'origine externe, les EPS de niveau 1 associées aux agressions conduisent à des fréquences de fusion du cœur de l'ordre de quelques 10^{-6} par an et par réacteur, en considérant la mise en œuvre des modifications identifiées lors de la réalisation de ces EPS ou prévues pour le déploiement du « noyau dur ». Par ailleurs, les EPS de niveau 1 associées aux agressions conduisent à des fréquences de découvrément des assemblages de combustible dans la piscine d'entreposage de l'ordre de quelques 10^{-8} par an et par réacteur.

Pour l'inondation d'origine externe, dont l'étude a été réalisée à ce stade pour les sites du Tricastin, du Bugey, de Gravelines et de Saint-Laurent-des-Eaux, les valeurs obtenues sont, pour le risque de fusion du cœur, compris entre 10^{-6} et 10^{-5} par an et par réacteur et sont négligeables pour le risque de découvrément des assemblages de combustible dans la piscine d'entreposage.

Pour le séisme, dont l'étude a été réalisée à ce stade uniquement pour les sites du Tricastin et du Bugey, les valeurs obtenues sont, pour le risque de fusion du cœur, de l'ordre de 10^{-5} par an et par réacteur. Toutefois, le risque de fusion du cœur correspondant à des niveaux d'accélération sismique inférieurs ou égaux au « séisme noyau dur » ne représente que 15 % du risque global, ce qui montre la robustesse de l'installation pour ces niveaux de séisme. Pour le risque de découvrément des assemblages de combustible dans la piscine d'entreposage, les valeurs obtenues sont de l'ordre de quelques 10^{-6} par an et par réacteur ; pour la piscine, le risque associé aux séismes de niveaux inférieurs au « séisme noyau dur » représente uniquement 3 % du risque global.

La réalisation des EPS relatives aux agressions a conduit EDF à identifier des besoins de modifications complémentaires, dont notamment : la mise en place de détecteurs d'hydrogène dans les locaux de charge des batteries, la fiabilisation de certaines dispositions retenues en situation d'agression (par exemple, modification du contrôle-commande des soupapes du pressuriseur afin d'éviter l'envoi d'un ordre intempestif d'ouverture en cas d'incendie, protection par enrubannage de plusieurs câbles nécessaires à la commande de la turbopompe de système d'alimentation de secours du générateur de vapeur, renforcement des bâches à fioul des groupes électrogènes de secours de chaque réacteur à l'égard du séisme, installation de siphons de sol dans certains locaux des tableaux électriques).

Enfin, pour certaines agressions, EDF a valorisé les dispositions du « noyau dur » afin d'atteindre les objectifs associés au quatrième réexamen périodique.

5.7.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Au terme de son instruction, et de la consultation du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR), l'ASN porte une appréciation positive sur les évolutions méthodologiques et de périmètre apportées par EDF aux EPS dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe.

Les probabilités, pour les événements internes, de fusion du cœur et de découvrément des assemblages de combustible sont acceptables au regard de l'objectif de sûreté fixé pour ce réexamen périodique [6]. Ces EPS montrent que, d'un point de vue probabiliste, les risques associés au réacteur et à la piscine d'entreposage du combustible sont acceptables, compte tenu des modifications qui seront mises en œuvre.

L'ASN souligne qu'un écart de conformité affecte le dispositif d'isolement de la ligne de retour des joints n° 1 des pompes primaires. Cet écart remet en cause l'objectif de rendre extrêmement improbable un scénario pouvant mener à la fusion du cœur avec un bipasse du confinement. L'ASN a demandé à EDF [32] de le traiter dans les délais prévus par le guide de l'ASN n° 21 [87].

L'ASN note que les EPS relatives au réacteur et à la piscine d'entreposage du combustible, développées par EDF séparément, ne permettent pas d'apprécier l'impact, sur les risques ainsi évalués, des dépendances existant entre certains moyens utilisés pour gérer les accidents, d'une part pour le réacteur, d'autre part pour la piscine d'entreposage du combustible. EDF s'est engagée, à échéance de la phase B du déploiement des modifications associées au quatrième réexamen, à analyser les scénarios accidentels affectant à la fois le réacteur et la piscine en tenant compte de leur impact sur les matériels et les actions humaines valorisés, ce qui est satisfaisant. De même EDF s'est engagée à compléter la liste des situations susceptibles de conduire à un risque de fusion du combustible dans la piscine, afin d'identifier d'éventuelles dispositions à mettre en œuvre.

Concernant les EPS de niveau 1 relatives aux agressions réalisées pour la première fois par EDF, l'ASN considère qu'elles constituent une avancée notable pour la sûreté. La mise en œuvre des modifications prévues par EDF à la suite de ces EPS permettra une amélioration de la sûreté des installations.

L'ASN considère également que, pour certaines EPS relatives aux agressions, des compléments d'études sont nécessaires de la part d'EDF. Ces points sont développés dans les paragraphes dédiés à ces agressions.

5.7.2 EPS de niveau 2

5.7.2.1 Objectifs spécifiques du réexamen

Les EPS de niveau 2 sont utilisées en complément des EPS de niveau 1 et visent, en cas de séquence menant à la fusion du cœur, à évaluer le risque de rejets dans l'environnement par bipasse du confinement ou par des rejets filtrés à la suite d'une décompression de l'enceinte. Ces études ont pour but d'identifier les séquences menant aux rejets les plus importants afin de diminuer la fréquence de ces séquences ou de déployer des mesures permettant de limiter ces rejets.

Les EPS de niveau 2 sont également utilisées afin de vérifier l'objectif de rendre extrêmement improbables les risques de rejets précoces, c'est-à-dire ne permettant pas la mise en place des mesures de protection des populations, et importants.

5.7.2.2 Synthèse des études réalisées

L'EPS de niveau 2 présentée par EDF couvre l'ensemble des événements initiateurs internes affectant le réacteur et menant à la fusion du cœur et les initiateurs internes affectant la piscine d'entreposage et menant au découvrage des assemblages de combustible.

Pour chacune des séquences menant à la fusion du cœur, y compris suite à des agressions liées à un incendie, une inondation d'origine interne et un séisme, EDF a évalué le risque de rejets radioactifs dans l'environnement. EDF a classé les différents types de rejets selon sept catégories, en fonction de leurs conséquences sur l'environnement :

- rejets sous forme de gaz et d'aérosols dans l'air :
 - R1 - rejets précoces importants : ensemble des scénarios conduisant à une rupture franche ou un bipasse de l'enceinte avant 24 heures,
 - R2 - rejets tardifs importants : ensemble des scénarios conduisant à une rupture de l'enceinte après 24 heures à la suite de sa pressurisation lente (du fait de l'échec de l'ouverture du dispositif d'éventage ultime de l'enceinte appelé filtre U5),
 - R3 - rejets tardifs filtrés : ensemble des scénarios avec mise en œuvre du filtre U5,
 - R4 - rejets limités : ensemble des scénarios pour lesquels le confinement (enceinte, radier) est maintenu,
 - RD - rejets limités d'ordre de grandeur similaire aux accidents de dimensionnement (scénarios sans fusion du cœur) ;

- rejets par les sols :
 - RP - radier percé : ensemble des scénarios menant à la percée de la cuve par le cœur fondu (corium) puis à la percée du radier à terme,
 - RI - radier intègre : ensemble des scénarios menant au maintien du cœur en cuve ou à son étalement sur le radier et son refroidissement maintenu par le dispositif ultime d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte de confinement (EASu).

Les séquences menant au découvrément des assemblages de combustible dans la piscine d'entreposage sont directement associées à des rejets de type R1 et RP.

Les résultats présentés ci-après pour l'EPS de niveau 2 effectuée par EDF pour les événements internes sont représentatifs des réacteurs de 900 MWe de type CPY, à l'issue du déploiement des modifications en phase A. Cependant ces études ne tiennent pas compte des modifications de conduite et matérielles définies à l'issue de l'instruction relative aux accidents graves. Les EPS de niveau 2 associées aux événements internes conduisent aux résultats présentés sur la figure 1.

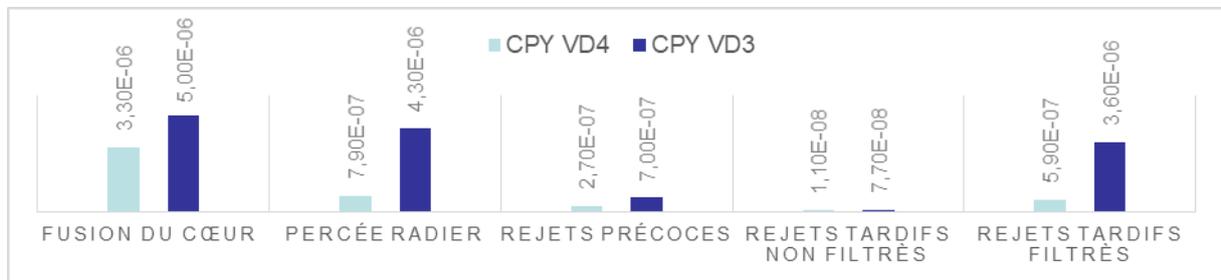


Figure 1 : Risque de rejets dans l'environnement à la suite d'un événement interne (évaluations d'EDF)

Les valeurs obtenues pour les réacteurs de la centrale nucléaire de Bugey sont similaires.

Les EPS de niveau 2 associées aux agressions d'origine interne conduisent aux résultats présentés sur la figure 2.

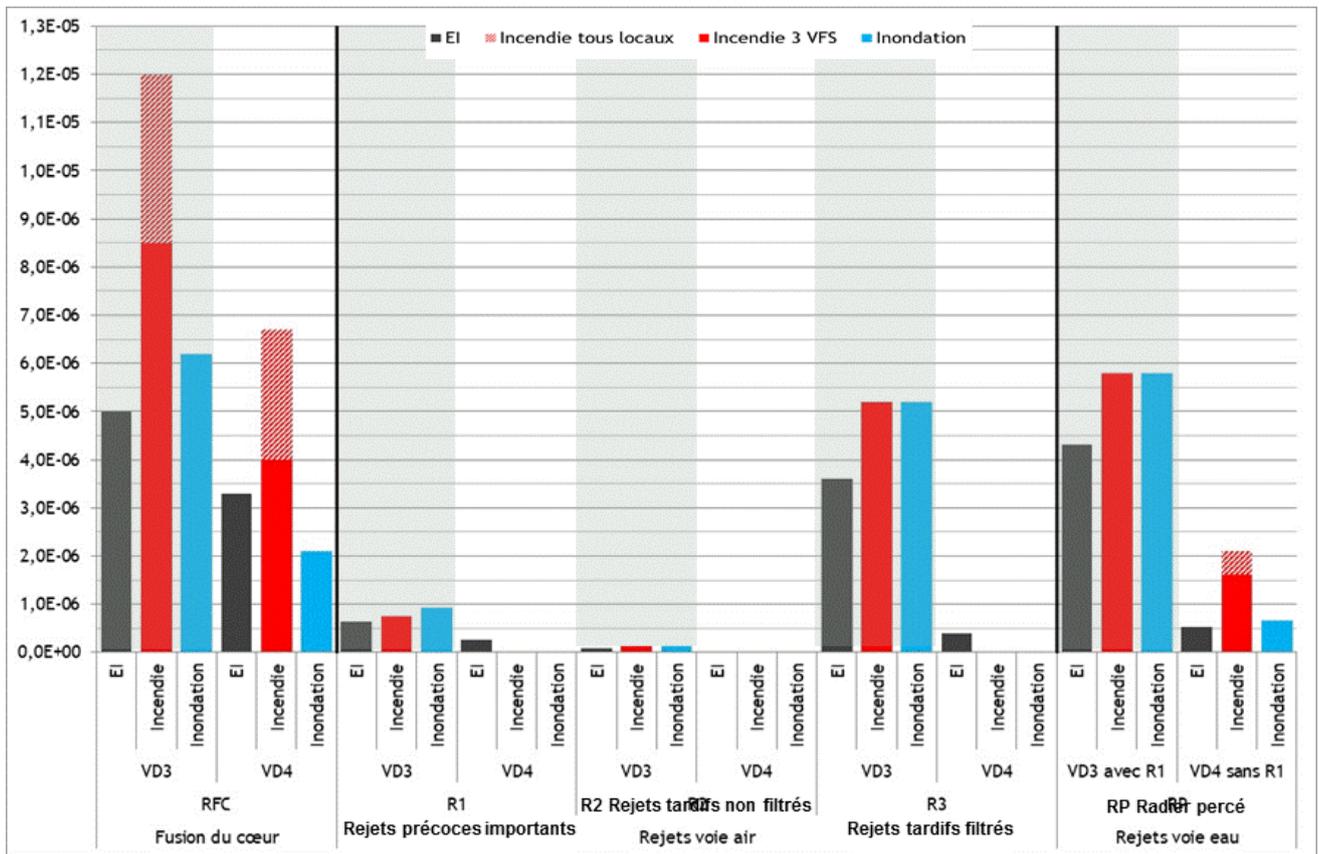


Figure 2 : Risque de rejets dans l'environnement en cas d'agression d'origine interne (évaluations d'EDF)

EDF conclut que ces résultats sont conformes aux objectifs retenus pour le réexamen. Les EPS de niveau 2 n'ont pas conduit EDF à retenir des modifications supplémentaires.

EDF a transmis, courant 2020, une évaluation des fréquences en cas d'incendie ou d'inondation d'origine interne des rejets aériens précoces importants et une nouvelle évaluation du risque de percée du radier (avec valorisation d'une modification d'exploitation). Au final, les valeurs obtenues sont :

- pour l'incendie, $2,8.10^{-7}$ par an et par réacteur pour les rejets « R1 » et $7,0.10^{-7}$ par an et par réacteur pour les rejets « RP » ;
- pour l'inondation, $1,1.10^{-7}$ par an et par réacteur pour les rejets « R1 » et $2,4.10^{-7}$ par an et par réacteur pour les rejets « RP ».

5.7.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Au terme de son instruction et de la consultation du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR), l'ASN porte une appréciation positive sur les résultats des EPS de niveau 2 présentés par EDF pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Ces EPS montrent l'apport significatif des modifications matérielles et de conduite prévues lors du réexamen dans la réduction des risques de rejets dans l'environnement, comme par exemple la baisse de plus de 60 % des fréquences de rejets précoces et importants associée aux événements internes.

L'ASN note que le risque de percée du radier reste encore relativement élevé malgré le déploiement des modifications. Une part importante de ce risque résulte des défaillances du système EASu, qui a pour mission de refroidir le corium lorsque celui-ci est étalé sur le radier du bâtiment du réacteur, après un accident avec fusion du cœur et de percée de la cuve. Des modifications contribuant à limiter le risque de défaillance de cette fonction sont détaillées dans le paragraphe relatif aux accidents graves (voir paragraphe 5.5).

Par ailleurs l'ASN a formulé des demandes d'évolution concernant la méthodologie ou le périmètre des EPS de niveau 2, qui devront être prises en compte dans le cadre des futurs réexamens périodiques.

Les EPS de niveau 2 relatives à l'incendie et à l'inondation d'origine interne mettent en évidence le besoin de nouvelles dispositions, notamment pour réduire le risque de percée du radier. EDF s'est engagée à réaliser l'une des modifications nécessaires et l'ASN prescrit une modification relative à la protection de la chaîne de mesure « gamme large » de la pression de l'enceinte de confinement [49]. Ce point est détaillé dans les paragraphes relatifs aux agressions.

5.8 DISPOSITIONS PRÉVUES APRÈS L'ACCIDENT DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE FUKUSHIMA DAIICHI

5.8.1 Rappel du contexte

5.8.1.1 Décisions prises à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté

À la suite de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, l'ASN a adopté un ensemble de décisions en date du 5 mai 2011 demandant aux exploitants d'installations nucléaires importantes de procéder à des évaluations complémentaires de sûreté. Les conclusions de ces évaluations ont fait l'objet d'une position de l'ASN le 3 janvier 2012, ainsi que d'un examen par des pairs européens, en avril 2012, dans le cadre des stress tests européens. Sur la base de l'avis des groupes permanents d'experts et des conclusions des stress tests européens, l'ASN a pris un ensemble de décisions en date du 26 juin 2012 demandant à EDF de mettre en place :

- un ensemble d'actions correctives ou d'améliorations, notamment l'acquisition de moyens de communication et de protection radiologique complémentaires, la mise en place d'instrumentations complémentaires, la prise en compte de risques d'agression d'origine interne ou externe de manière étendue et le renforcement de la prise en compte des situations d'urgence ;
- une force d'action rapide nucléaire (FARN) permettant, sur la base de moyens mobiles extérieurs au site, d'intervenir sur un site nucléaire en situation pré-accidentelle ou accidentelle ;
- un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles visant, en cas d'agression extrême d'origine externe, à :
 - prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression,
 - limiter les rejets radioactifs massifs,
 - permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une situation d'urgence.

L'ASN a complété ses demandes par un ensemble de décisions en date du 21 janvier 2014 visant à préciser certaines dispositions de conception du « noyau dur », en particulier, la définition et la justification des niveaux d'agressions naturelles extrêmes d'origine externe à retenir pour le « noyau dur ».

De façon générale, les demandes de l'ASN s'inscrivent également dans un processus d'amélioration continue de la sûreté au regard des objectifs fixés pour les réacteurs de troisième génération, et visent, en complément, à faire face à des situations très au-delà des situations retenues jusqu'alors pour ce type d'installation.

Ces demandes portent sur des mesures de prévention et de limitation des conséquences d'un accident pouvant affecter plusieurs installations. Ces mesures complémentaires sont constituées de moyens fixes et de moyens mobiles prévus pour l'ensemble des installations d'un site.

Compte tenu de la nature des demandes, il est nécessaire que l'exploitant procède à des études de conception, de construction et d'installation de nouveaux équipements qui nécessitent, d'une part, des délais et, d'autre part, une planification pour leur mise en place sur chacun des réacteurs de manière optimale. En effet, dans la mesure où ces travaux importants se déroulent sur des sites nucléaires en fonctionnement, il est aussi nécessaire de veiller à ce que leur réalisation ne dégrade pas la sûreté des centrales nucléaires.

Le déploiement du « noyau dur » sur l'ensemble des réacteurs de 900 MWe est encadré par la prescription [ND-C] de l'ASN [48].

5.8.1.2 Améliorations mises en place par EDF en amont du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe

En 2015, EDF a achevé la mise en place de dispositions temporaires ou mobiles visant à renforcer la gestion des situations de perte totale de la source froide ou de perte des alimentations électriques. En particulier, des moyens de connexion ont été installés afin que, en cas de crise, il soit possible de connecter des moyens mobiles pour apporter de l'eau. Par ailleurs, la force d'action rapide nucléaire (FARN), qui est l'un des principaux moyens de gestion de crise, a été mise en place. Depuis le 1^{er} janvier 2016, les équipes de la FARN ont une capacité d'intervention simultanée sur l'ensemble des réacteurs d'un site en moins de 24 heures⁷⁸ (jusqu'à six réacteurs dans le cas du site de Gravelines).

EDF a par ailleurs engagé la mise en place de certains moyens définitifs de conception et d'organisation robustes vis-à-vis d'agressions extrêmes visant à faire face aux situations de perte totale de la source froide ou de perte des alimentations électriques au-delà des référentiels de sûreté en vigueur et aux accidents avec fusion du cœur. Les mesures les plus importantes sont :

- la mise en place d'un diesel d'ultime secours de grande puissance nécessitant la construction d'un bâtiment dédié. L'ensemble des 32 diesels d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe a été mis en service par EDF ;
- la mise en place d'une source d'eau ultime. EDF a engagé la mise en place de ces sources d'eau et prévoit un achèvement des travaux fin 2021, sauf pour les sites du Bugey, Blayais, de Chinon, de Gravelines, de Saint-Laurent-des-Eaux et de Dampierre-en-Burly pour lesquels EDF vise un achèvement complet des travaux en 2022. Pour ces derniers sites, EDF prévoit de déployer pour fin 2021 des moyens transitoires pour compléter les sources d'eau ;
- la construction sur chaque site d'un centre de crise local capable de résister à des agressions extrêmes d'origine externe (fonctionnellement autonome en situation de crise). EDF a mis en service le centre de crise local du site de Flamanville en 2020. Pour les sites disposant de réacteurs de 900 MWe, EDF prévoit un achèvement des travaux entre 2022 et 2024.

5.8.1.3 Dispositions prévues par EDF dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe

Les dispositions présentées au paragraphe précédent seront complétées pour les réacteurs de 900 MWe lors de leur quatrième réexamen périodique par la mise en œuvre du « noyau dur ».

Les mesures les plus importantes sont :

- l'ajout d'une nouvelle pompe d'appoint au circuit primaire, dénommée « pompe EASu » ;
- la mise en place d'une disposition ultime de refroidissement de l'enceinte de confinement, dénommée « EASu » ;
- l'achèvement des circuits fixes de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeurs ;
- la mise en place d'un circuit de réalimentation en eau des piscines d'entreposage du combustible et d'un circuit de refroidissement de la piscine qui s'appuie en partie sur des moyens mobiles ;
- la mise en place d'un système de contrôle-commande ultime et de l'instrumentation définitive du « noyau dur » ;
- la mise en place de dispositions visant à stabiliser le corium sur le radier, en cas d'accident avec fusion du cœur et percée de la cuve.

⁷⁸ En cas d'agression extrême, EDF retient dans ses études des délais supérieurs à 24 heures pour la réalisation en situation très dégradée de certaines actions, comme le raccordement de l'échangeur du nouveau système EASu à la source d'eau froide (dite source froide ultime).

L'ASN a pris position dans le paragraphe 5.2 sur les agressions à retenir pour la vérification de la tenue du « noyau dur », dans le paragraphe 5.4 sur les dispositions prévues pour le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible et dans le paragraphe 5.5 sur les dispositions prévues par EDF concernant le refroidissement ultime de l'enclume et la stabilisation du corium sur le radier en cas d'accident avec fusion du cœur en « situation noyau dur ».

Les « situations noyau dur » sont constituées de situations suivantes, ainsi que des situations résultant de leurs cumuls :

- 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 l'installation, du site et de son environnement après une ou des agressions externes retenues pour le « noyau dur ».

Le présent chapitre complète ces positions de l'ASN. Il aborde successivement les solutions retenues par EDF concernant :

- les moyens d'injection d'eau borée dans le circuit primaire ;
- les dispositions prévues pour garantir l'évacuation de la chaleur par les générateurs de vapeur ;
- le contrôle-commande ultime et la distribution électrique du « noyau dur » ;
- la capacité des équipes à gérer les situations extrêmes.

5.8.2 Moyens d'injection d'eau borée dans le circuit primaire

5.8.2.1 Objectifs spécifiques de sûreté fixés pour l'injection d'eau borée

À la suite des évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a demandé à EDF de mettre en place un « noyau dur » de dispositions permettant de gérer des situations extrêmes [5]. La stratégie envisagée par EDF repose sur :

- la chute complète des grappes de contrôle dans le cœur du réacteur, ce qui permet d'arrêter la réaction en chaîne ;
- le refroidissement rapide du circuit primaire principal et sa dépressurisation par ouverture d'une ligne de décharge du pressuriseur, pour permettre l'injection d'eau borée par les accumulateurs du système d'injection de sécurité RIS puis par la pompe EASu.

Les éléments transmis par EDF n'ont pas permis de démontrer la chute complète des grappes de contrôle à la suite d'un « séisme noyau dur ». Compte tenu de la complexité des phénomènes mis en jeu, l'ASN a demandé à EDF de réaliser des études permettant d'avoir une raisonnable assurance de la maîtrise de la réactivité dans les « situations noyau dur » (demande A4 de [65]). L'ASN a ainsi demandé à EDF :

- de proposer une configuration raisonnablement enveloppe correspondant à l'absence de chute d'une ou de plusieurs grappes de contrôle dans une même zone du cœur, incluant le blocage hors du cœur de la grappe la plus anti-réactive ;
- de présenter la stratégie de conduite permettant de démontrer la sous-criticité du cœur dans cette configuration en identifiant, le cas échéant, les éventuelles modifications associées à cette stratégie et le calendrier de déploiement associé. Pour ces études, l'ASN a demandé à EDF de ne pas valoriser la diminution temporaire de la réactivité du cœur due à l'augmentation de la concentration en xénon⁷⁹, une telle valorisation contraignant les délais d'action de l'opérateur.

⁷⁹ L'isotope 135 du xénon a une très forte capacité d'absorption des neutrons. Après l'arrêt automatique du réacteur, la concentration en xénon augmente dans un premier temps, ce qui est un effet favorable pour la maîtrise de la réactivité.

Enfin, pour améliorer la maîtrise de la réactivité, l'ASN a demandé à EDF d'étudier les possibilités d'injecter dans les « situations noyau dur » de l'eau borée alors que la pression dans le circuit primaire est élevée, permettant ainsi d'assurer un apport d'anti-réactivité dès le début du transitoire et de compenser les effets d'un éventuel blocage de grappes.

5.8.2.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

En réponse aux demandes de l'ASN, EDF a retenu comme configuration raisonnablement enveloppe de blocage de grappes le cas correspondant à toutes les grappes insérées, sauf la plus anti-réactive bloquée hors du cœur et deux grappes adjacentes bloquées en haut du rétreint. Pour cette configuration, EDF a valorisé l'anti-réactivité apportée par l'augmentation de la concentration de xénon dans le cœur. Avec cette hypothèse favorable, les résultats obtenus par EDF montrent que le maintien de la sous-criticité du cœur ne peut pas être garanti, pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, tout au long de la « conduite noyau dur », et que de ce fait, il y aurait un retour à un faible niveau de puissance. EDF estime que le circuit secondaire est apte à évacuer ce retour en puissance consécutif à une reprise de la réaction en chaîne : les réserves en eau secondaire mobilisables sont suffisantes à la fois en débit et en volume afin d'éviter l'assèchement des générateurs de vapeur à court et à long termes, permettant ainsi le refroidissement rapide du circuit primaire imposé par la « conduite noyau dur » et l'évacuation de la puissance en tenant compte du retour en puissance.

Dans le cas où l'anti-réactivité apportée par l'augmentation de la concentration de xénon dans le cœur ne serait pas valorisée, les résultats obtenus par EDF montrent que le maintien de la sous-criticité du cœur ne peut pas être garanti, que ce soit pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey, ou pour les réacteurs de type CPY tout au long de la « conduite noyau dur ».

Pour les réacteurs du Bugey, EDF a décidé d'ajouter plusieurs grappes d'arrêt, ce qui apportera une anti-réactivité supplémentaire, ne couvrant toutefois pas les besoins pour maintenir la sous-criticité du cœur tout au long de la « conduite noyau dur », dans la configuration de blocage de grappes étudiée.

Enfin, EDF a étudié différentes pistes de modifications envisageables sur les réacteurs de 900 MWe pour injecter du bore dans le circuit primaire à haute pression en « situation noyau dur » et a décidé d'intégrer, dans le « noyau dur » de chaque réacteur de 900 MWe, un secours de l'injection aux joints des motopompes du circuit primaire permettant d'injecter du bore au début de la « conduite noyau dur ».

5.8.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

À l'issue de l'instruction, l'ASN considère acceptable la configuration de blocage de grappes retenue par EDF dans son étude : blocage de la grappe la plus anti-réactive hors du cœur et de deux grappes adjacentes en haut du rétreint.

L'ASN considère que la « conduite noyau dur » d'EDF ne doit pas conduire à un retour en puissance pour cette configuration de blocage de grappes. Par ailleurs, l'ASN considère que valoriser l'augmentation d'anti-réactivité apportée temporairement par le xénon contraint trop les délais d'action de l'opérateur, alors que, dans des situations très dégradées telles que les « situations noyau dur », une certaine capacité d'adaptation doit au contraire être recherchée.

EDF a décidé de modifier ses installations afin de pouvoir injecter du bore dans le cœur au début de la « conduite noyau dur », lorsque le circuit primaire est encore à haute pression. Cette modification permettra d'assurer la « conduite noyau dur » sans retour en puissance et sans valoriser l'augmentation d'anti-réactivité apportée temporairement par le xénon, ce qui est satisfaisant. Elle permettra également d'améliorer la gestion de certaines situations du domaine complémentaire.

Compte tenu des enjeux, l'ASN encadre le déploiement de cette modification par la prescription [ND-B] [48].

5.8.3 Évacuation de la chaleur par les générateurs de vapeur

Lors du fonctionnement normal du réacteur, le circuit de régulation du débit d'eau alimentaire (ARE) permet d'extraire, via les générateurs de vapeur, la chaleur de l'eau du circuit primaire en produisant de la vapeur transmise ensuite vers la turbine. L'eau qui alimente les générateurs de vapeur provient de la condensation de cette vapeur, après son passage dans la turbine.

En situation accidentelle, le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) permet l'injection d'eau dans les générateurs de vapeur, grâce à des pompes qui puisent l'eau dans un réservoir appelé « bête ASG ». Il s'agit de deux motopompes, secourues électriquement par les diesels, assurant chacune l'apport du « demi-débit » nécessaire, ainsi que d'une turbopompe « plein débit » entraînée par une turbine à vapeur alimentée directement par la vapeur sortant des générateurs de vapeur.

5.8.3.1 Objectifs spécifiques de sûreté

La prescription [ECS-ND1] des décisions de l'ASN du 21 janvier 2014 dispose que *« pour le refroidissement du cœur et l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur lorsque le circuit primaire est pressurisable, le noyau dur permet des stratégies de conduite privilégiant le refroidissement par les circuits secondaires en conservant l'intégrité du circuit primaire principal »*.

Par ailleurs, la prescription [ECS-1] des décisions de l'ASN du 26 juin 2012 dispose que, pour le « noyau dur », *« l'exploitant met en place des systèmes, structures et composants (SSC) indépendants et diversifiés par rapport aux SSC existants afin de limiter les risques de mode commun »* et que *« l'exploitant justifie le cas échéant le recours à des SSC non diversifiés ou existants »*.

Pour l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) en « situation noyau dur », EDF a décidé en 2018 de modifier et de renforcer le système ASG existant, plutôt que de mettre en place un système indépendant et diversifié par rapport aux matériels existants. En avril 2019, l'ASN a demandé à ce sujet à EDF de : *« [...] justifier [...] que l'absence de diversification de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur est acceptable du point de vue de la fiabilité de cette fonction dans chaque situation où elle est valorisée »* et de présenter *« l'analyse des risques associés à l'absence de séparation géographique entre les différents équipements assurant cette fonction »* [65].

5.8.3.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

EDF a programmé, en phase B du déploiement des modifications issues du réexamen, une modification intitulée « ASG noyau dur ». Cette modification a pour objectif de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire dans des situations de perte totale de la source froide et de perte totale des alimentations électriques, consécutives à des agressions extrêmes d'origine externe. Pour cela, EDF prévoit :

- de renforcer la bête ASG afin de la rendre robuste au « séisme noyau dur » ;
- de mettre en place un poste de vannage d'appoint ultime, permettant entre autres de réalimenter la bête ASG par la source d'eau ultime ;
- de créer un nouveau signal de démarrage automatique de l'ASG indépendant des signaux existants, représentatif de la dégradation de l'inventaire en eau des générateurs de vapeur, intégré dans le contrôle-commande « noyau dur » ;
- de mettre en place un inverseur de source en haute tension pour permettre de réalimenter électriquement, et de manière automatique, la motopompe d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) de la voie B par le diesel d'ultime secours ;
- de remplacer certains éléments de la motopompe ASG voie B (arbre rotor, accouplement pompe/moteur et flasque d'aspiration) et de doter cette pompe d'un système de roulements auto-lubrifiés ;

- de mettre en place une réalimentation électrique, par le diesel d'ultime secours, d'un ventilateur de soufflage (voie B) du système DVG de conditionnement thermique du local abritant les motopompes ASG.

EDF indique de plus que « *d'une manière générale, les matériels existants valorisés et les modifications apportées à l'installation seront robustes aux agressions naturelles extrêmes : séisme « noyau dur », inondation et phénomènes liés (vent, foudre, grêle, tornade) et à leurs effets induits sur l'installation* ».

Afin de justifier son choix de recourir pour le « noyau dur » à une motopompe ASG déjà existante, EDF a présenté des évaluations de l'impact qu'aurait eu l'ajout d'une motopompe ASG diversifiée avec sa bache dédiée, sur la fréquence de fusion du cœur pour les réacteurs de type CPY. EDF conclut que l'ajout d'une nouvelle motopompe aurait conduit à une réduction d'environ 15 % de la fréquence de fusion du cœur associée aux événements internes et d'environ 10 % de la fréquence de fusion du cœur associée aux incendies d'origine interne. EDF a présenté des éléments similaires concernant l'impact qu'aurait eu l'ajout d'une motopompe ASG diversifiée sur la fréquence de fusion du cœur pour les réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey.

5.8.3.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

Compte tenu des éléments apportés par EDF au cours de l'instruction, l'ASN considère que la modification ASG « noyau dur » devrait apporter une diversification suffisante des moyens permettant d'assurer la fonction de refroidissement par les générateurs de vapeur dans des situations de perte totale de la source froide et de perte totale des alimentations électriques, consécutives à des agressions extrêmes d'origine externe, par rapport aux moyens actuellement existants.

L'ASN considère toutefois qu'EDF devra démontrer que les nouveaux composants introduits lors de la modification relative à l'ASG « noyau dur », notamment les nouveaux éléments introduits sur la motopompe ASG de la voie B et le nouvel inverseur de source en haute tension, ne défilabilisent pas l'ASG actuelle. EDF s'est engagée à apporter cette démonstration avant juillet 2021.

L'ASN souligne l'importance de la modification relative à l'ASG « noyau dur » afin de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire dans des situations de perte totale de la source froide et de perte totale des alimentations électriques, consécutives à des agressions extrêmes d'origine externe. Par ailleurs, cette modification est aussi indispensable pour permettre de gérer les conséquences d'une fusion du cœur en « situation noyau dur », avant le raccordement de la source froide mobile de l'EASu par la FARN (voir paragraphe 5.5). EDF devra donc déployer cette modification lors du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, en tenant compte de la demande rappelée ci-avant.

Compte tenu des enjeux, le déploiement de l'ASG « noyau dur » fait l'objet de la prescription [ND-A] [48].

5.8.4 Contrôle-commande ultime et distribution électrique

5.8.4.1 Objectifs spécifiques de sûreté

Les principes de conception et d'utilisation de la distribution électrique et du contrôle-commande du « noyau dur » doivent permettre d'atteindre les exigences de sûreté mentionnées dans les décisions de l'ASN :

- « *pour ce noyau dur, l'exploitant met en place des [systèmes, structures et composants] indépendants et diversifiés par rapport aux [systèmes, structures et composants] existants afin de limiter les risques de mode commun. L'exploitant justifie le cas échéant le recours à des [systèmes, structures et composants] non diversifiés ou existants* » (III de la prescription [ECS-1] [3]) ;

- « le noyau dur comprend un système de contrôle-commande et une distribution électrique aussi indépendants que possible des moyens existant à la date où les évaluations complémentaires de sûreté imposées par la décision du 5 mai 2011 susvisée ont été engagées, sauf pour les cas où cette indépendance est une source de moindre fiabilité du noyau dur » (prescription [ECS-ND4] [5]).

La conception du contrôle-commande et de l'alimentation électrique du « noyau dur » doit permettre, à la fois, de contrôler et d'alimenter les nouveaux actionneurs et capteurs du « noyau dur », mais également des actionneurs et des capteurs du « noyau dur » existants, actuellement contrôlés et alimentés par un contrôle-commande et des sources électriques existants.

5.8.4.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues par EDF

Contrôle-commande du « noyau dur »

Le contrôle-commande du « noyau dur » comprend une partie interagissant avec les équipements existants de l'installation, basée sur l'utilisation d'une technologie conventionnelle à base de relayage, et un automate numérique dédié au contrôle et à la surveillance du diesel d'ultime secours.

Pour prévenir les risques de défaillance par mode commun sur les deux voies du contrôle-commande existant et le contrôle-commande du « noyau dur », EDF a prévu de réaliser le contrôle-commande des actionneurs existants du « noyau dur » en utilisant, en partie, le contrôle-commande existant de ces actionneurs s'il est robuste aux agressions extrêmes et à leurs effets induits. Ce choix permet de limiter la complexité de la conception.

EDF considère que les technologies par relayage retenues pour la plus grande partie du contrôle-commande du « noyau dur », particulièrement simples, n'appellent pas de besoin de diversification technologique et sont utilisées, en France comme à l'étranger, sans faire l'objet d'une telle disposition. Par ailleurs, l'automate numérique, qui contrôle le diesel ultime secours, est technologiquement diversifié par rapport au contrôle-commande existant, réalisé en technologie par relayage.

Distribution électrique du « noyau dur »

Les équipements existants appartenant au « noyau dur » doivent pouvoir être alimentés par la distribution électrique existante pour les situations pouvant être gérées sans le « noyau dur » et par la distribution électrique du « noyau dur » en « situation noyau dur ».

EDF a choisi d'alimenter les nouveaux équipements en haute tension du « noyau dur » à partir d'un nouveau tableau alimenté par le diesel d'ultime secours, présent dans le même bâtiment que ce dernier. La pompe ASG-ND, existante, est également alimentée par le diesel d'ultime secours, en « situation noyau dur ».

Pour les équipements du « noyau dur » alimentés en basse tension, il n'est pas possible d'avoir une distribution électrique dédiée au regard du nombre d'actionneurs à alimenter et de l'encombrement dans les locaux électriques. De ce fait, EDF a valorisé pour le « noyau dur » des matériels de la distribution électrique existants appartenant à la voie A ou à la voie B, alimentés par le diesel d'ultime secours.

5.8.4.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs de sûreté

Contrôle-commande du « noyau dur »

Le principe retenu par EDF de réaliser le contrôle-commande du « noyau dur » des actionneurs existants du « noyau dur » en utilisant le contrôle-commande existant de ces actionneurs, s'il est robuste aux agressions extrêmes et à leurs effets induits, favorise la fiabilité et préserve l'espace nécessaire à l'ajout des nouveaux matériels. L'alimentation du contrôle-commande du « noyau dur » par basculement des sources électriques en amont du contrôle-commande évite de faire cohabiter des polarités différentes dans les armoires de contrôle-commande, ce qui limite, le risque de défaillance par mode commun des différentes sources électriques.

En conséquence, l'ASN considère que les principes retenus par EDF sont acceptables. De plus, les technologies et les règles de conception retenues par EDF permettent de réaliser les fonctions de contrôle-commande du « noyau dur » de façon cohérente avec le contrôle-commande existant en termes de conception, d'utilisation et de maintenance.

Distribution électrique du « noyau dur »

L'ajout du « noyau dur » ne doit pas remettre en cause la sûreté des réacteurs pour les situations pouvant être gérées sans le « noyau dur ». Aussi, les distributions électriques existantes (des voies A et B) et celles du « noyau dur » doivent être telles qu'un défaut électrique ne puisse pas se propager de l'une vers l'autre ou les rendre indisponibles en même temps.

Concernant l'indépendance entre les distributions électriques « noyau dur » et existantes, l'ASN note que :

- pour la nouvelle pompe EASu, cette indépendance est assurée. Les prescriptions de l'ASN [ECS-1.III] et [ECS-ND4] sont donc respectées. En effet, cette nouvelle pompe est alimentée par un nouveau tableau électrique en haute tension dédié ;
- pour les actionneurs existants alimentés en basse tension, cette indépendance n'est pas possible. EDF a retenu une solution (mise en place d'un inverseur) permettant de pouvoir alimenter, suivant la situation, les équipements « noyau dur » existants par la distribution existante ou par la distribution « noyau dur » ;
- pour la pompe ASG-ND (existante) alimentée en haute tension, EDF prévoit l'ajout d'un inverseur en haute tension.

Pour les inverseurs, EDF s'est engagée, d'une part à vérifier leur capacité à assurer l'isolement des distributions électriques, d'autre part à réaliser des études de sélectivité pour vérifier leur robustesse à l'égard des remontées de défauts électriques.

En revanche, l'introduction d'inverseurs diminue, par principe, la fiabilité de la distribution électrique ne faisant pas partie du « noyau dur ». En effet, leur défaillance est susceptible de rendre impossible l'alimentation électrique des actionneurs depuis l'une ou l'autre des deux sources électriques. EDF a précisé que ces inverseurs sont conçus sur la base d'équipements éprouvés, utilisés actuellement sur certains de ses réacteurs avec un retour d'expérience très favorable, ce qui permet de garantir que ces inverseurs sont aussi fiables que possible. De plus, ces inverseurs ont fait l'objet d'études d'adaptation par les concepteurs d'origine, dans l'objectif de répondre aux nouvelles exigences de conception du « noyau dur ». La fiabilité de ces équipements du « noyau dur » doit être évaluée, en tenant compte du retour d'expérience des redresseurs et inverseurs utilisés actuellement sur certains de vos réacteurs. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49].

Enfin, l'ASN souligne l'importance de la vérification de la robustesse du contrôle-commande et de la distribution électrique aux agressions extrêmes. En effet, lors de l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, certains actionneurs ne pouvaient pas être réalimentés, en dépit de l'existence de sources électriques, car la distribution électrique était partiellement noyée.

5.8.5 Capacité des équipes à gérer les situations extrêmes

5.8.5.1 Objectifs spécifiques de sûreté fixés

À la suite des évaluations complémentaires de sûreté menées en 2011, EDF devait définir (I et II de la prescription [ECS-35] des décisions [3]) les actions humaines requises ainsi que les compétences nécessaires pour la gestion des situations extrêmes et vérifier que ces actions étaient réalisables, compte tenu des conditions d'intervention susceptibles d'être rencontrées. L'exploitant devait également mettre en place (I à III de la prescription [ECS-36] des décisions [3]) des équipes spécialisées capables d'intervenir pour assurer la relève des équipes de quart et mettre en œuvre des moyens d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures après leur mobilisation. Enfin, l'exploitant devait mettre en place (III et IV de la prescription [ECS-35] des décisions [3]) des mesures (formation, préparation, prise en charge psychologique...) permettant au personnel concerné d'être en capacité d'intervenir au cours d'une situation accidentelle particulièrement stressante.

5.8.5.2 Synthèse des études réalisées et des dispositions prévues par EDF

EDF a présenté les dispositions définies en termes d'organisation et de moyens de crise pour assurer la capacité des équipes à réaliser les actions requises en cas de situation extrême, ainsi que les mesures prises pour disposer d'équipes spécialisées capables d'intervenir sur les sites.

Pour maîtriser les situations extrêmes⁸⁰, EDF a mis en place une nouvelle organisation de l'équipe de conduite dite équipe « situation extrême », ainsi qu'une force d'action rapide nucléaire (la FARN) opérationnelle en 24 heures qui s'appuient sur l'organisation nationale de crise. L'équipe « situation extrême » comprend en complément de l'équipe de conduite, présente en permanence sur site, un opérateur dénommé « opérateur pilote de tranche », qui assure le rôle de superviseur en situation extrême.

EDF a dimensionné l'équipe « situation extrême », en tenant compte des actions requises dans la conduite incidentelle et accidentelle, des essais menés sur des simulateurs ainsi que des mesures de temps d'intervention des équipes sur le terrain dans des conditions d'intervention dégradées. L'exploitant postule que l'équipe « situation extrême » peut être isolée pendant 24 heures sur le site et que, durant cette période, l'organisation nationale de crise supplée l'organisation locale de crise. Au-delà de ces 24 heures, la force d'action rapide nucléaire (FARN) est en capacité d'intervenir sur le site. Sa mission est d'intervenir dans les domaines de la conduite, de la maintenance et de la logistique sur un site nucléaire qui connaîtrait un accident touchant un ou plusieurs de ses réacteurs consécutivement à une « situation noyau dur ». L'objectif est donc principalement de rétablir, grâce aux moyens matériels et humains dont elle dispose, l'alimentation en eau (notamment pour assurer le refroidissement du cœur et des assemblages entreposés dans la piscine), en air (nécessaire aux circuits à air comprimé), en électricité et en fioul.

Pour apprécier la capacité de l'équipe « situation extrême » à faire face à des situations extrêmes variées, EDF mène depuis 2014 des essais de mise en situation des équipes de conduite sur un simulateur pleine échelle⁸¹ de la salle de commande. Les scénarios des exercices incluent des cas de dégradation progressive de l'installation, ainsi que des éléments imprévus.

⁸⁰ Les situations extrêmes se caractérisent par un haut degré d'incertitude, un bouleversement des organisations, des pertes de repères et des conditions d'interventions dégradées du fait des conséquences matérielles des agressions d'origine externe.

⁸¹ Un simulateur pleine échelle est un simulateur qui offre un très haut niveau de réalisme. Il est doté d'une grande capacité de calcul qui lui permet d'être très réactif avec des comportements fidèles à ceux de la centrale de référence. Il permet également la simulation d'actions individuelles et de collectifs d'opérateurs.

EDF a développé en parallèle une démarche dite « d'exploitabilité » pour la conduite en situation extrême. Elle vise à donner une raisonnable assurance dans la capacité des équipes à réaliser, dans les délais requis et compte tenu des agressions extrêmes considérées et des difficultés de cheminement qui pourraient en résulter, les actions en local nécessaires à la conduite « noyau dur ». Il peut s'agir, par exemple, d'opérations de lignages hydrauliques de l'EASu ou de lignages des armoires électriques « noyau dur ». EDF retient comme champ d'analyse les configurations correspondant à des installations sur lesquelles l'ensemble du « noyau dur » est déployé (à savoir en phase B du déploiement des modifications issues du réexamen) et étudie sa capacité à mettre en œuvre la conduite prévue en « situation noyau dur ».

Pour le management des équipes qui doivent faire face à des situations extrêmes, EDF a transposé la méthode de raisonnement tactique (MRT) utilisée par les armées et la sécurité civile. Cette méthode fournit un cadre de décision et d'action qui permet à la fois de laisser une place à l'initiative, tout en intégrant un dispositif de confrontation des solutions envisagées.

Enfin, EDF intègre l'ensemble de ces dispositions dans un modèle dit « modèle de résilience en situation (MRS) ». Ce modèle a été initialement construit à partir de différentes théories relatives à la fiabilité humaine et organisationnelle dans le cadre de l'étude de la conduite incidentelle et accidentelle sur simulateur. Il permet de décrire fonctionnellement le système sociotechnique global et ses composantes (groupes d'acteurs), ainsi que de définir les différentes fonctions à remplir dans le cadre de la gestion d'une situation en temps réel (par exemple, des reconfigurations en temps réel des rôles et responsabilités, priorisations des actions, coopérations entre acteurs). Il permet ainsi de modéliser, comprendre et évaluer la robustesse du système et la résilience de l'organisation, avec comme objectif final d'optimiser les collectifs de travail impliqués dans la gestion de la crise.

5.8.5.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN a évalué le caractère efficace et robuste de l'organisation et des moyens de crise mis en place ou prévus par EDF en cas d'accident affectant tout ou partie des installations d'un même site en situation extrême.

L'ASN a, en premier lieu, évalué l'acceptabilité, au regard de la sûreté et de la radioprotection, de la méthode utilisée par EDF pour dimensionner l'équipe « situation extrême ». L'ASN considère que la méthode retenue qui inclut des évaluations sur simulateur est satisfaisante sur le principe. Toutefois, la validation d'ensemble de l'adéquation de l'organisation mise en place (incluant l'apport des démarches et outils mis en place tels que l'exploitabilité et la MRT) ne pourra être réalisée qu'après l'achèvement du déploiement de l'ensemble des dispositions du « noyau dur » prévues dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. Il s'agit notamment de vérifier que les matériels du « noyau dur » requis par les nouvelles règles de conduite sont accessibles et peuvent être manœuvrés en situations dégradées par les agents de terrain. De plus, le caractère opérationnel de l'organisation mise en place doit être testé sur le terrain avec des équipes intégrées (agents de terrain, salle de commande et organisation de crise). EDF a prévu de réaliser de tels essais en 2021.

L'ASN a évalué [67] les dispositions mises en place par EDF sur le plan de la formation et de la préparation des équipiers de la FARN pour intervenir dans un environnement particulièrement stressant. L'ASN considère que ces dispositions sont globalement satisfaisantes mais rappelle l'importance, pour la FARN, de la fréquence des entraînements et des exercices impliquant la chaîne de commandement ainsi que des dispositifs de retour d'expérience.

5.8.6 Synthèse et prescriptions portant sur les dispositions prévues après l'accident de la centrale nucléaire du Fukushima

EDF prévoit de déployer, lors du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, le « noyau dur » défini après les évaluations complémentaires de sûreté réalisées à la suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi. En particulier, EDF prévoit des moyens robustes aux situations extrêmes afin :

- de prévenir un accident avec fusion du combustible ou en limiter la progression : il s'agit en particulier de diversifier et renforcer une voie du système d'alimentation en eau des générateurs de vapeur, de mettre en place un moyen permettant d'alimenter en eau la bache d'alimentation de ce système, d'injecter de l'eau dans la piscine d'entreposage et de disposer de nouveaux moyens permettant de refroidir la piscine d'entreposage ;
- d'assurer le maintien de la sous-criticité du cœur en situations extrêmes : il s'agit de disposer d'un moyen d'injection d'eau borée à haute pression ;
- de limiter les rejets radioactifs de grande ampleur : il s'agit en particulier des moyens mis en œuvre en cas de fusion du cœur (nouveau dispositif, dit « ultime », d'évacuation de la puissance résiduelle de l'enclume de confinement, moyens de prévention du percement du radier...).

L'alimentation électrique de ces équipements est assurée par les diesels d'ultime secours (DUS) d'ores et déjà présents sur l'ensemble des réacteurs de 900 MWe et par un contrôle-commande résistant aux situations extrêmes.

Ces dispositions permettront de limiter en cas de situations extrêmes le risque de fusion du cœur, de limiter les conséquences d'un accident grave et de réduire le risque de découverture des assemblages de combustible entreposés dans la piscine. Elles constitueront des avancées majeures pour la sûreté.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur faisant partie du noyau dur

[ND-A] L'exploitant met en œuvre la modification de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, prévue en réponse au deuxième alinéa du III de la prescription [ECS-ND1] de l'annexe aux décisions du 21 janvier 2014 susvisée, permettant l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit secondaire en situations noyau dur.

Moyen de secours de l'injection aux joints des groupes motopompes primaires

[ND-B] L'exploitant met en œuvre un moyen de secours de l'injection aux joints des groupes motopompes primaires afin de pouvoir injecter de l'eau borée lorsque le circuit primaire est à haute pression en situations noyau dur.

Ce moyen fait partie du noyau dur.

Déploiement du noyau dur

[ND-C] Sans préjudice des dispositions de la présente décision et des décisions du 21 janvier 2014 susvisées, l'exploitant met en œuvre l'ensemble des autres dispositions du noyau dur.

5.9 RÉÉVALUATION DE LA SÛRETÉ DES BÂTIMENTS DES AUXILIAIRES DE CONDITIONNEMENT ET DE TRAITEMENT DES DÉCHETS (BAC/BANG)

Bien que le combustible nucléaire présent dans le réacteur ou dans la piscine d'entreposage du combustible constitue le principal enjeu de la maîtrise des risques d'accident de nature radiologique des centrales nucléaires, des accidents mettant en cause les déchets et les effluents radioactifs entreposés ou en cours de traitement sur le site sont également susceptibles de conduire à des rejets de substances radioactives.

5.9.1 Objectifs spécifiques du réexamen

L'ASN a demandé à EDF, lors de la phase d'orientation du réexamen périodique (demande SUR n° 20 [6]), de réexaminer la maîtrise des risques d'accident de nature radiologique pouvant survenir au sein des bâtiments annexes de conditionnement des déchets (BAC)⁸². De manière plus précise, cette demande portait sur l'intégration des éléments suivants dans les rapports de sûreté mis à jour pour le quatrième réexamen périodique :

- la description des installations et de l'ensemble des opérations pouvant s'y dérouler ;
- la description des substances radioactives présentes (inventaire précisant les caractéristiques physiques et radiologiques des substances et estimation de la quantité maximale pouvant être présente) ;
- la liste, justifiée en fonction des opérations réalisées dans ces bâtiments, des scénarios d'incident et d'accident retenus dans le cadre de la démarche déterministe prudente prévue à l'article 3.2 de l'arrêté INB [1] ;
- les dispositions de prévention et de détection des situations d'incident et d'accident associées à ces événements déclencheurs ;
- les dispositions de limitation des conséquences de ces situations d'incident et d'accident ;
- les exigences de sûreté devant être appliquées à ces dispositions, compte tenu des objectifs de sûreté retenus ;
- l'évaluation des conséquences radiologiques des situations d'incident et accident, au regard du ou des scénarios de référence correspondant aux termes sources enveloppes.

5.9.2 Synthèse des études réalisées et des modifications prévues

En réponse à la demande de l'ASN, EDF a transmis une étude de sûreté relative aux bâtiments annexes de conditionnement des déchets et une mise à jour du rapport de sûreté.

L'étude de sûreté analyse :

- les « événements internes » susceptibles de se produire dans les bâtiments annexes de conditionnement des déchets (incidents et accidents) ;
- le caractère suffisant des dispositions prises à l'égard des agressions (notamment l'incendie, le séisme, le risque industriel, l'explosion d'origine interne, l'inondation d'origine interne ou externe, les conditions météorologiques, la foudre, les collisions et les chutes de charge).

Pour ces situations, EDF retient comme objectif de sûreté l'absence de mise en œuvre de mesure de protection de la population. Pour la phase court terme, les conséquences radiologiques doivent être inférieures au niveau d'intervention retenu par les pouvoirs publics pour la mise à l'abri des populations, soit 10 mSv.

⁸² Pour la centrale nucléaire du Bugey, ce bâtiment est appelé bâtiment des auxiliaires nucléaires généraux (BANG).

Le scénario le plus pénalisant correspond à l'incendie et conduit à une valeur inférieure à 1 mSv à 500 m. EDF conclut que les dispositions prises à la conception et lors de l'exploitation sont suffisantes pour garantir un niveau de sûreté satisfaisant.

EDF souligne par ailleurs l'impact positif de la mise en place du référentiel d'exploitation pour la gestion des déchets radioactifs dans le cadre de la déclinaison de la décision de l'ASN relative à l'étude sur la gestion des déchets [22]. Celui-ci contribue au respect des objectifs de sûreté, notamment en réduisant les termes sources (maîtrise de l'inventaire des matières radioactives entreposées, amélioration de la propreté radiologique) et à la maîtrise de la charge calorifique dans le bâtiment (diminution du risque d'incendie).

5.9.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que ces études constituent une avancée pour la démonstration de sûreté. En particulier, l'ASN relève les nombreuses évolutions apportées aux études de sûreté portant sur les bâtiments annexes de conditionnement des réacteurs de 900 MWe en réponse aux demandes qu'elle a formulées à l'occasion des orientations du réexamen périodique et considère notamment satisfaisantes les réponses apportées par EDF sur les inventaires radiologiques, l'identification des opérations présentant des risques radiologiques ou non radiologiques, l'étude de certains scénarios d'incident ou d'accident et la réalisation de l'évaluation des conséquences radiologiques.

Toutefois, compte tenu du terme source présent dans ce bâtiment, l'ASN considère qu'EDF doit revoir ses objectifs de sûreté pour celui-ci, en proposant des objectifs plus ambitieux.

Par ailleurs, l'ASN considère que la liste des scénarios à considérer doit être complétée. De plus, l'étude d'EDF repose uniquement sur le caractère acceptable des conséquences radiologiques de l'accident enveloppe (l'incendie). Or l'ASN considère qu'EDF doit rechercher les améliorations possibles des dispositions de prévention ou de limitation des conséquences pour les différents scénarios envisageables. Cette liste de scénarios à considérer doit en outre être complétée.

Ces points font l'objet de demandes de l'ASN [49].

5.10 CAPACITÉ DES OPÉRATEURS À RÉALISER LES ACTIONS DE CONDUITE EN SITUATION ACCIDENTELLE, D'ACCIDENT GRAVE OU D'AGRESSION

5.10.1 Objectifs spécifiques du réexamen

À la suite du troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe [38], l'ASN a considéré qu'il était « indispensable qu'EDF vérifie que les actions prévues pour limiter les conséquences d'un accident puissent être effectuées, dans le respect des prescriptions fixées par les codes du travail et de la santé publique ». L'ASN a également considéré que « la démarche d'EDF doit être complétée à l'occasion des prochains réexamens afin de justifier la possibilité d'effectuer les actions prévues (en local) par des intervenants lorsque cette intervention a été prise en compte pour limiter les conséquences radiologiques de certains accidents telles qu'elles ont été évaluées. EDF devra également justifier la disponibilité des moyens permettant l'intervention dans les conditions d'ambiance et d'accès (radiologique, thermique, toxique, d'anoxie, d'ouverture de portes, vannes, ...) des agents. »

5.10.2 Synthèse des études réalisées

Les analyses d'accessibilité réalisées par EDF consistent à vérifier que les situations d'agression, les accidents du domaine de dimensionnement, les accidents du domaine complémentaire et les accidents graves ne génèrent pas d'évolution d'ambiance radiologique ou thermique susceptible de compromettre la réalisation, à court terme (à savoir pendant les vingt-quatre premières heures), des actions en local nécessaires pour la gestion de la situation considérée.

La démarche mise en œuvre pour le quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe est similaire à celle mise en œuvre pour le troisième réexamen périodique des réacteurs de 1300 MWe. Le périmètre des situations analysées a été élargi aux conditions de fonctionnement du domaine complémentaire et aux agressions.

Les analyses d'accessibilité suivent une démarche générale commune comportant quatre grandes étapes :

- la sélection des accidents du domaine de dimensionnement et du domaine complémentaire ainsi que des accidents graves et des agressions, susceptibles d'avoir un effet sur les conditions d'accessibilité ;
- l'identification des actions nécessaires en local pour ces différentes situations ;
- l'étude des conséquences, en termes d'accessibilité, pour les situations retenues ;
- la conclusion sur la faisabilité des actions en local pour ces situations.

En situation d'accident du domaine de dimensionnement ou du domaine complémentaire, EDF étudie uniquement les conditions d'ambiance radiologique et thermique du local dans lequel des actions doivent être réalisées, et non les conditions pour accéder à ce local et pour effectuer les actions attendues. Pour les agressions, EDF identifie les conditions d'ambiance particulières générées par l'agression susceptibles de rendre inaccessibles les locaux dans lesquels des actions sont nécessaires (notamment la fumée ou le feu pour un incendie et les projectiles générés par les vents violents).

EDF s'est fixé deux objectifs vérifiés séparément :

- pour les conditions radiologiques, un objectif de dose associé à des « valeurs repères » par action, à savoir 20 mSv pour les agressions, les incidents et les accidents du domaine de dimensionnement et du domaine complémentaire et 100 mSv pour les accidents graves. Les doses évaluées par le biais des études théoriques (associées aux différentes actions à réaliser et à leurs modalités de mise en œuvre) sont comparées à ces valeurs repères, afin de vérifier que la dosimétrie ne compromet pas la capacité de réalisation de ces actions ;
- pour les conditions thermiques, EDF examine si la situation analysée est susceptible de faire évoluer les conditions d'ambiance dans le local considéré.

À la suite de l'ensemble des vérifications effectuées, EDF conclut que seules les ambiances radiologique et thermique du bâtiment d'exploitation (BW) en situation d'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) cumulé avec un manque de tension externe (MDTE) et le dysfonctionnement du groupe électrogène de secours à moteur diesel de la voie A ne permettent pas de conclure à l'accessibilité des locaux. Pour cette situation, EDF prévoit de mettre en œuvre une modification permettant de réalimenter les organes nécessaires pour réaliser l'action de « lignage IS voie A en injection simultanée », depuis le bâtiment électrique (BL) dans une ambiance permettant son accessibilité.

5.10.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN constate, que la démarche retenue par EDF vise uniquement à justifier la capacité des opérateurs à rester dans le local pour la durée prévue de la mission mais ne permet pas de vérifier la capacité des opérateurs à se rendre sur place et à réaliser les actions en local dans les délais requis. À titre d'exemple, en cas d'inondation d'origine interne, EDF ne justifie pas de la capacité des opérateurs à accéder jusqu'aux locaux dans lesquels ils doivent réaliser les interventions.

L'ASN considère que la démonstration de la capacité des opérateurs à réaliser des actions en local nécessite :

- la démonstration que les opérateurs peuvent se rendre dans les locaux dans le temps requis ;
- la démonstration de l'habitabilité des locaux dans lesquels les actions doivent être réalisées ;
- la démonstration de la capacité effective des opérateurs à réaliser les actions de conduite requises en local (par exemple, accessibilité des organes de contrôle et de commande, capacité à réaliser des actions en cas de port d'équipements de protection individuels, disponibilité de l'outillage, etc.).

EDF doit compléter sa démonstration concernant la capacité à cheminer jusqu'aux locaux et à réaliser les actions requises pour la conduite, en intégrant notamment l'accessibilité des organes de contrôle et de commande, la capacité de réalisation des actions en cas de port d'équipements de protection individuels (EPI), la disponibilité de l'outillage et le délai nécessaire aux accès.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à compléter sa démonstration, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, compte tenu des enjeux, l'ASN encadre cette action par la prescription [FOH-B] [48].**

Par ailleurs, les demandes formulées dans le courrier en référence [66] notamment relatives aux hypothèses retenues pour calculer la dose et la durée d'exposition, doivent s'appliquer aux études qui seront réalisées. De plus, l'analyse d'accessibilité prévue par EDF n'intègre pas la définition de dispositions visant à optimiser les expositions, dans la mesure où elle est limitée à la comparaison de la dosimétrie associée à la réalisation des actions avec des niveaux de référence.

Ces points font l'objet d'une demande de l'ASN [49].

5.10.4 Synthèse et prescription portant sur la capacité des opérateurs à réaliser les actions de conduite en situation accidentelle, d'accident grave ou d'agression

EDF a vérifié que les conditions d'ambiance particulières susceptibles d'être générées en situation accidentelle sont acceptables dans les locaux dans lesquels des actions doivent être réalisées. Elle s'est engagée à compléter sa démonstration concernant la capacité à cheminer jusqu'à ces locaux et à réaliser, dans les délais, les actions requises en situation accidentelle.

Ces analyses permettront d'améliorer la prise en compte de la capacité des opérateurs à réaliser les actions prévues et de répondre aux objectifs du réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF.

Capacité des opérateurs à réaliser les actions dans les locaux

[FOH-B] L'exploitant vérifie la capacité effective des opérateurs à accéder aux locaux et à y réaliser les actions de conduite requises dans la démonstration de sûreté nucléaire en cas d'accident, d'accident grave ou d'agression (par exemple, accessibilité des organes de contrôle et de commande, capacité de réalisation des actions en cas de port d'équipements de protection individuels, disponibilité de l'outillage, délai nécessaire aux accès).

L'exploitant définit les éventuelles modifications à mettre en œuvre et le calendrier associé.

6 POSITION DE L'ASN SUR LE RÉEXAMEN DES RISQUES NON RADIOLOGIQUES ET DES INCONVÉNIENTS PRÉSENTÉS PAR LE FONCTIONNEMENT NORMAL DES INSTALLATIONS

6.1 RÉÉVALUATION DES RISQUES NON RADIOLOGIQUES

6.1.1 Objectifs spécifiques du réexamen

L'article L. 593-18 du code de l'environnement dispose que le réexamen doit permettre d'actualiser l'appréciation des risques, y compris des risques non radiologiques.

L'ASN a donc demandé [6] « *d'inclure dans le rapport de sûreté l'étude des incidents et accidents pouvant avoir des conséquences non radiologiques et d'intégrer, dans l'examen de conformité, des vérifications liées à la prévention des pollutions telles que requises par le titre IV de la décision en référence [82].* »

6.1.2 Synthèse des études réalisées

EDF a transmis une démarche de prise en compte des risques non radiologiques en deux étapes :

- la première vise à apprécier la situation des installations au regard des règles qui leur sont applicables ;
- la deuxième a pour objectif d'évaluer les risques et leur acceptabilité vis-à-vis des intérêts à protéger. Si, en première approche, des scénarios d'accident suffisamment probables ou graves peuvent atteindre les intérêts à protéger, l'exploitant doit prévoir la mise en œuvre de dispositions de maîtrise des risques de manière à réduire autant que possible la probabilité d'occurrence de ces derniers ou leur gravité.

EDF a intégré, dans la partie du rapport de sûreté générique à tous les réacteurs de 900 MWe, la description de sa démarche d'évaluation des risques non radiologiques.

La déclinaison de cette démarche pour chacun des sites sera apportée dans la partie du rapport de sûreté spécifique à chaque site, qui sera transmise lors de la remise du rapport de conclusion du réexamen périodique. Comme toutes les centrales nucléaires relèvent du classement « seuil haut » de la directive 2012/18/UE du 4 juillet 2012 dite « Seveso 3 », cette démarche tiendra lieu également de réexamen des risques non radiologiques prévu par le II de l'article 4.3.2 de l'arrêté INB [1].

6.1.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que la première étape de la démarche de prise en compte des risques non radiologiques, qui vise à apprécier la situation des installations au regard des règles qui leur sont applicables, comporte des lacunes en termes de périmètre des contrôles effectués et de modalités de contrôle mis en œuvre.

Ce point fait l'objet de la prescription [INC-A] de l'ASN [48].

Si la méthodologie présentée par l'exploitant pour évaluer les risques non radiologiques reprend, dans ses grandes lignes, la méthodologie utilisée pour l'appréciation des risques industriels dans les installations classées pour la protection de l'environnement, EDF a procédé à des adaptations de la méthodologie de référence. Les premiers contrôles réalisés ont conduit l'ASN à émettre des réserves sur l'application de cette méthodologie adaptée [15].

L'ASN sera particulièrement vigilante à l'appréciation et à l'actualisation des risques non radiologiques présentés dans le rapport de conclusion du réexamen périodique spécifique à chacun des réacteurs.

Les contrôles réalisés par l'ASN ont par ailleurs montré que l'évaluation de l'impact des risques non radiologiques sur les équipements et activités concourant à la sûreté des réacteurs n'est pas présentée dans les rapports de sûreté. Ainsi, la démonstration de la capacité à ramener et à maintenir les réacteurs dans un état sûr, après un accident non radiologique sur une autre partie de l'installation, n'est pas formellement apportée par EDF. EDF s'est engagée à transmettre un programme de travail pour identifier les éventuels compléments à apporter. L'ASN contrôlera la pertinence et la mise en œuvre de ce programme de travail.

6.2 RÉÉVALUATION DES INCONVÉNIENTS PRÉSENTÉS PAR LE FONCTIONNEMENT NORMAL

6.2.1 Objectifs spécifiques du réexamen

L'article L. 593-18 du code de l'environnement dispose que le réexamen périodique doit permettre d'actualiser l'appréciation des inconvénients de l'installation induits par son fonctionnement normal ou dégradé.

Les inconvénients que présentent les installations correspondent aux impacts potentiels des prélèvements d'eau, des rejets d'effluents ainsi qu'aux nuisances constituées par le bruit et les vibrations, l'envol de poussières, les odeurs et la dispersion de microorganismes pathogènes.

Par ailleurs, la gestion des déchets relevant du fonctionnement normal de l'exploitation est rattachée à ce volet du réexamen.

6.2.2 Synthèse des études réalisées

EDF a transmis une démarche de prise en compte des inconvénients en deux étapes :

- la première étape vise à apprécier la situation des installations au regard des règles qui leur sont applicables ;
- la deuxième étape vise à actualiser l'appréciation des inconvénients que l'installation présente en se fondant sur les dispositions introduites par l'arrêté INB [1] et la décision de l'ASN du 16 juillet 2013 [16].

Cette démarche a été mise à jour en 2018 pour intégrer les demandes de l'ASN ([17], [18], [19]). La déclinaison de cette démarche sera présentée dans le rapport de conclusion du réexamen périodique de chaque réacteur.

6.2.3 Position de l'ASN sur l'atteinte des objectifs du réexamen

L'ASN considère que la démarche transmise par EDF comporte des lacunes par rapport aux éléments prescrits par la réglementation, notamment :

- la vérification de la conformité des installations n'intègre pas explicitement l'ensemble des textes réglementaires à considérer, notamment les règlements européens applicables (tels que les règlements CLP⁸³ [101], biocide [102] et REACH⁸⁴ [103]) ;
- le programme de contrôle des équipements et matériels se limite à un contrôle de la réalisation effective des opérations courantes de maintenance et de contrôle pour un nombre réduit d'équipements. Aucun contrôle systématique n'est prévu sur le terrain.

⁸³ CLP : Classification, Labelling and Packaging.

⁸⁴ REACH : Registration, Evaluation, Authorization and restriction of Chemicals.

Compte tenu du nombre de matériels et d'équipements mis en œuvre lors de l'exploitation courante, il est nécessaire de cibler le contrôle des équipements à réaliser lors du réexamen. Cependant les critères retenus par EDF apparaissent trop restrictifs, excluant, par exemple, *a priori*, les matériels concourant au traitement des effluents ou à la surveillance de l'environnement. Par ailleurs, il est attendu d'un réexamen périodique une analyse et des contrôles supplémentaires par rapport à l'exploitation courante, en particulier l'évaluation de la pertinence des opérations courantes, notamment au regard des meilleures techniques disponibles et des résultats des contrôles des matériels sur le terrain.

Ce point fait l'objet de la prescription [INC-A] de l'ASN [48].

Par ailleurs, EDF intègre dans la seconde étape de sa démarche les réponses aux exigences de l'arrêté INB [1] et de la décision de l'ASN du 16 juillet 2013 [82] qui requièrent la production d'études et d'analyses, notamment une analyse de l'état chimique et radiologique de l'environnement, des mesures de bruits ou encore un positionnement des pratiques de l'exploitant par rapport aux meilleures techniques disponibles. À l'exception de la question des campagnes de mesures de bruit, pour lesquelles des réserves ont été identifiées par l'ASN [20], les éléments méthodologiques présentés dans le programme d'EDF n'appellent pas de remarque particulière.

Si EDF rappelle dans son dossier d'orientation dédié aux inconvénients [21] les principes mis en œuvre pour encadrer les prélèvements et rejets de son installation, il ne prévoit pas de réexamen de l'étude d'impact des installations. Or, l'étude d'impact d'un site est actuellement constituée de plusieurs documents, notamment des mises à jour partielles consécutives à des modifications successives des conditions d'exploitation des matériels ou encore de l'évolution de prescriptions de l'ASN applicables à l'installation. L'ASN considère qu'un réexamen de l'étude d'impact ne peut être exclu *a priori* du réexamen périodique d'autant qu'il participe à « *l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1* » demandée par l'article L. 593-18 du code de l'environnement. EDF a toutefois défini un processus de « tenue à jour » permettant d'aboutir, tous les dix ans, à une étude d'impact globale couvrant l'ensemble des évolutions de l'installation, de ses conditions d'exploitation et des évolutions de son environnement.

L'ASN considère qu'EDF doit consolider l'étude d'impact des sites à l'aune des exigences des articles R. 122-5 et R. 593-17 du code de l'environnement, qui constituent la meilleure pratique en la matière.

En ce qui concerne la gestion des déchets, cette étude d'impact devra intégrer les éléments actuellement présentés dans l'étude relative aux déchets prévue par la décision de l'ASN [22]. Elle devra ainsi justifier, sur la base des meilleures techniques disponibles, les dispositions retenues pour la gestion des déchets produits ou à produire, notamment pour prévenir et réduire à la source la production et la nocivité des déchets, et assurer leur traçabilité.

Ces points font l'objet de la prescription [INC-B] de l'ASN [48].

6.3 SYNTHÈSE ET PRESCRIPTIONS PORTANT SUR LES RISQUES NON RADIOLOGIQUES ET LES INCONVÉNIENTS PRÉSENTÉS PAR LE FONCTIONNEMENT NORMAL

Les inconvénients présentés par le fonctionnement normal des installations sont spécifiques à chaque site. La phase générique du réexamen a permis de définir les actions qui seront mises en œuvre pour chacun des réacteurs pour réexaminer la maîtrise des inconvénients. EDF a ainsi défini le périmètre des contrôles à effectuer et les études à mener, par exemple sur l'état chimique et radiologique de l'environnement.

L'ASN prescrit des compléments sur les contrôles à réaliser, en particulier sur les équipements et ouvrages permettant le traitement des effluents et le conditionnement des déchets. Elle demande par ailleurs la consolidation des études d'impact selon la forme actuellement prévue par le code de l'environnement et l'identification d'améliorations permettant la réduction des impacts sur l'environnement.

L'ASN prescrit également des compléments sur les contrôles à réaliser vis-à-vis des risques non radiologiques.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN prescrit [48] la réalisation des améliorations majeures prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Conformité des installations

[INC-A] I.– Au plus tard le 30 juin 2021, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire le programme de contrôle de la conformité de ses installations qu'il mettra en œuvre lors du réexamen périodique de chaque réacteur vis-à-vis des inconvénients présentés par le fonctionnement normal et des risques non radiologiques.

Cette conformité est appréciée au regard des règlements des 18 décembre 2006, 16 décembre 2008 et 22 mai 2012 susvisés, des dispositions relatives aux inconvénients présentés par le fonctionnement normal et aux risques non radiologiques de l'arrêté du 7 février 2012 susvisé, des décisions des 16 juillet 2013, 21 avril 2015, 6 décembre 2016, 23 mars 2017 et 6 avril 2017 susvisées et des décisions individuelles applicables en matière de prélèvement et consommation d'eau, de rejet d'effluents et de surveillance de l'environnement.

L'exploitant justifie le périmètre des équipements retenus dans ce programme de contrôle. Le périmètre inclut notamment les ouvrages de génie civil et les équipements nécessaires à la maîtrise des inconvénients présentés par les installations en fonctionnement normal et des risques non radiologiques, en particulier les éléments importants pour la protection permettant de réaliser le traitement des effluents et le conditionnement des déchets.

Ce programme de contrôle comprend des contrôles in situ des ouvrages de génie civil et de matériels et le réexamen de la pertinence des opérations courantes de contrôle et de maintenance au regard de leurs objectifs et des meilleures techniques disponibles correspondantes.

II.– L'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire un état de la conformité de son installation au regard des résultats des contrôles mentionnés au I et les mesures qu'il a définies pour remédier aux éventuels écarts constatés.

Études d'impact des installations

[INC-B] I.– L'exploitant consolide les mises à jour de l'étude d'impact réalisées jusqu'à cette date sous la forme prévue par les articles R. 122-5 et R. 593-17 du code de l'environnement. Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte de l'évolution de l'état des connaissances, notamment en matière d'évaluation des impacts des rejets des installations et d'évolution de l'environnement du site ;
- à décrire l'incidence des installations sur le climat et la vulnérabilité des installations au changement climatique, notamment en ce qui concerne les rejets thermiques, la gestion des rejets liquides et l'utilisation de la ressource en eau.

Il peut fonder son étude sur des données et analyses existantes quand celles-ci sont encore pertinentes, en particulier quand il a évalué certains impacts sur l'environnement lors de modifications récentes.

En l'absence d'évolution significative répertoriée, l'exploitant peut reconduire les éléments existants sur la connaissance du milieu devant figurer dans la description des aspects pertinents de l'état de l'environnement.

II.– L'exploitant précise les améliorations contribuant à la réduction des impacts de ses installations sur l'environnement qu'il prévoit au regard des conclusions de l'étude d'impact mentionnée au I et des meilleures techniques disponibles, ainsi que le calendrier de mise en œuvre associé.

III.– Au plus tard le 31 décembre 2023, l'exploitant transmet une étude présentant le cumul des incidences sur le Rhône et sur la Loire des centrales nucléaires situées sur ces fleuves.

7 POSITION DE L'ASN SUR LES FACTEURS ORGANISATIONNELS ET HUMAINS

Les facteurs organisationnels et humains (FOH) désignent les facteurs ayant une influence sur la performance humaine, tels que les compétences, l'environnement de travail, les caractéristiques des tâches, et l'organisation [1]. L'étude de ces facteurs mobilise des connaissances et des méthodes issues des sciences humaines et sociales afin d'appréhender les systèmes sociotechniques dans leur fonctionnement réel [26] dans un but de prévention, de détection et de gestion des situations indésirables.

7.1 OBJECTIFS SPÉCIFIQUES DU RÉEXAMEN

Dans son dossier d'orientation de janvier 2014 relatif au quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [23], EDF a prévu une étude portant sur « *l'amélioration des conditions d'exploitation sur le plan des FOH* ». Plus particulièrement, cette étude devait analyser le retour d'expérience pour identifier les domaines devant faire l'objet d'améliorations dans la perspective du fonctionnement des réacteurs au-delà du quatrième réexamen périodique. EDF précisait que les objectifs poursuivis consistaient en l'identification, à dire d'exploitant, des difficultés récurrentes d'exploitation pouvant notamment entraîner des erreurs et incidents significatifs et en un examen croisé « conception – exploitation » de ces difficultés pour définir la réponse adéquate.

Dans son courrier du 20 avril 2016 relatif aux orientations du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe [6], l'ASN a indiqué par ailleurs qu'étant donné « *l'ampleur des travaux de modifications envisagés dans le cadre de ces quatrièmes visites décennales, [qui] induisent [...] des changements significatifs pour les hommes et les organisations en place sur les sites nucléaires* », EDF devait apporter des éléments complémentaires quant à la maîtrise de « *l'effet des impacts cumulés des modifications du projet « VD4-900 » sur les activités opérationnelles concernées et le risque d'erreurs qui pourraient s'avérer dommageables pour la sûreté* ». En particulier, l'ASN demandait des éléments relatifs à la démarche de conception « socio-organisationnelle et humaine » d'EDF (démarche SOH) et au processus organisationnel afférent (méthodes et outils pour la prise en compte des effets cumulés, compétences requises, partage des résultats d'analyse).

7.2 SYNTHÈSE DES ÉTUDES RÉALISÉES ET DES MODIFICATIONS IDENTIFIÉES

7.2.1 Amélioration des conditions d'exploitation

L'étude d'EDF, transmise en 2013, portant sur « *l'amélioration des conditions d'exploitation sur le plan des FOH* » intègre le « *retour d'expérience issu des exploitants et des événements d'exploitation* ». Elle mentionne, sans les lister ni les justifier, l'existence de 100 leviers d'amélioration ayant conduit à 56 sujets à approfondir puis à 26 demandes d'amélioration. EDF précise que les demandes d'amélioration relèvent de trois catégories (amélioration des interfaces hommes-machines en salle de commande, amélioration des interfaces entre métiers et diminution des « *perturbations pour les équipes* ») et qu'elles seront étudiées dans le cadre du projet d'EDF associé au quatrième réexamen périodique. EDF n'a pas prévu de transmettre d'étude complémentaire.

7.2.2 Prise en compte des dimensions organisationnelles et humaines dans la conception des modifications

À la demande de l'ASN [6], EDF a transmis des éléments relatifs à l'approche mise en œuvre pour l'étude des facteurs humains et organisationnels sur le projet du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe. En particulier, EDF a transmis des éléments relatifs au pilotage de la démarche dite « socio-organisationnelle et humain » (SOH) associée à la conception des modifications, notamment la prise en

compte des effets unitaires et cumulées des modifications sur les activités humaines. EDF a également transmis dans ses réponses les dispositions prévues pour sensibiliser les acteurs (pilotes d'études, concepteurs, etc.) à la démarche « SOH » et pour mettre en place un accompagnement par des spécialistes des facteurs organisationnels et humains.

7.3 POSITION DE L'ASN SUR L'ATTEINTE DES OBJECTIFS DU RÉEXAMEN

7.3.1 Amélioration des conditions d'exploitation

L'ASN considère que les éléments transmis sont insuffisants pour répondre aux objectifs qu'EDF s'est fixés.

Pour l'ASN, la détermination des améliorations à apporter aux « *conditions d'exploitation sur le plan des FOH* » implique une évaluation de la maîtrise des risques en exploitation. Cette maîtrise des risques en exploitation résulte de la capacité des systèmes sociotechniques à faire face à la diversité des situations réelles, d'une part en prenant en compte leur propre fonctionnement, d'autre part en favorisant leurs capacités d'adaptation. L'analyse des systèmes sociotechniques impose une évaluation des activités réelles d'exploitation, comme par exemple les activités de conduite du réacteur en situation normale, incidentelle ou accidentelle, les activités de maintenance des équipements ou celles concourant à la maîtrise de la conformité.

L'évaluation de ces activités doit en particulier porter sur l'ensemble de leurs caractéristiques pertinentes (telles que, par exemple, le recours à la sous-traitance, l'intégration dans une structure projet ou encore les co-activités), ainsi que sur les dispositions mises en œuvre pour maîtriser les risques (par exemple, celles relatives à l'acquisition et au maintien des compétences, à la surveillance des prestataires et aux interactions homme-machine).

L'ASN considère ainsi que, afin d'améliorer la maîtrise des activités d'exploitation, EDF doit définir un programme d'étude lui permettant de se prononcer sur la capacité de ses systèmes sociotechniques à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation et le cas échéant, d'identifier des pistes de progrès. Dans ce cadre, EDF doit intégrer les nombreuses démarches de standardisation (standardisation des organisations, des procédures, des outils, des comportements humains) qu'elle a élaboré et développé afin de tirer parti du caractère standardisé de ses réacteurs. Ce programme devra également intégrer, parmi les activités d'exploitation étudiées, celles concourant à la maîtrise de la conformité et son maintien dans le temps, notamment la détection et le traitement des écarts.

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser ces études, ce qui est satisfaisant. **Toutefois, compte tenu des enjeux, l'ASN encadre leur réalisation par la prescription [FOH-A] [48].**

7.3.2 Prise en compte des dimensions organisationnelles et humaines dans la conception des modifications

Compte tenu du contexte particulier de réorganisation des services d'ingénierie d'EDF et de la création, au sein d'EDF, d'une entité nouvelle dénommée « design authority », l'ASN a évalué, avec l'appui de l'IRSN, l'organisation mise en place par EDF pour la conception, la réalisation et l'exploitation des modifications prévues dans le cadre du réexamen périodique.

À l'issue de cette évaluation, l'ASN considère qu'EDF a défini et déployé des dispositions organisationnelles de nature à améliorer la prise en compte des spécificités des sites, l'élaboration de la documentation opérationnelle, la planification des activités de conception et de réalisation, et la capitalisation des enseignements du retour d'expérience du quatrième réexamen périodique des réacteurs

de 900 MWe. Toutefois, l'ASN considère que ces dispositifs, qui reposent sur une démultiplication des entités et des interfaces organisationnelles et sur un mouvement de centralisation et de mutualisation des acteurs et des moyens, conduisent à un accroissement de la complexité de l'organisation d'EDF.

Des inspections menées par l'ASN pour évaluer le fonctionnement réel de cette organisation ([27], [28], [29], [30], [31]) révèlent un ensemble de points de fragilité qui apparaissent liés à cette complexité organisationnelle :

- une prise en compte encore trop tardive des spécificités des sites dans le processus de conception qui ne permet pas la remise en cause d'hypothèses de conception lorsque cela s'avère nécessaire ;
- une réduction des capacités de récupération, par le personnel de la centrale, d'erreurs dans la documentation opérationnelle associée aux modifications ;
- une analyse du retour d'expérience effectuée à l'échelle de chaque modification sans capitalisation globale des enseignements tirés du déploiement de l'ensemble des modifications sur le site du Tricastin sur lequel a été réalisée la première visite décennale.

En conséquence, l'ASN considère qu'EDF devra en particulier étudier les effets de l'accroissement de la complexité de son organisation sur l'efficacité de son processus de conception et de réalisation des modifications de ses installations. Elle devra évaluer le caractère adapté des dispositions organisationnelles retenues lors du déploiement des modifications des installations au fur et à mesure de leur réalisation sur les sites. Ce point fait l'objet d'une demande de l'ASN [49]. Par ailleurs, EDF devra veiller à l'appropriation de ces modifications par les opérateurs notamment à travers des actions de formation appropriées.

7.4 SYNTHÈSE ET PRESCRIPTION PORTANT SUR LES FACTEURS ORGANISATIONNELS ET HUMAINS

Compte tenu de l'ampleur des modifications envisagées dans le cadre du réexamen, EDF a mis en place des dispositions organisationnelles spécifiques, pour améliorer les activités de conception et de réalisation des modifications, l'élaboration de la documentation opérationnelle et la capitalisation des enseignements du retour d'expérience.

EDF s'est également engagée à analyser l'organisation mise en place sur ses centrales nucléaires et les améliorations possibles pour renforcer sa capacité à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation. Elle étudiera en particulier les activités concourant à la maîtrise de la conformité.

Ces analyses permettront d'améliorer la prise en compte des facteurs organisationnels et humains et de répondre aux objectifs du réexamen.

*

À l'issue de l'instruction, EDF s'est engagée à réaliser la plupart des compléments nécessaires que l'instruction de l'ASN a mis en évidence. L'ASN encadre [48], par une prescription, la réalisation de l'analyse de l'organisation mise en place sur les centrales nucléaires et des améliorations possibles pour renforcer la capacité à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation.

Réévaluation des organisations, des procédures, des outils et des comportements humains

[FOH-A] Au plus tard le 31 décembre 2024, l'exploitant évalue la capacité des systèmes sociotechniques complexes que constituent ses centrales nucléaires à faire face à la diversité des situations réelles d'exploitation.

Pour cela, l'exploitant transmet à l'Autorité de sûreté nucléaire, au plus tard le 31 décembre 2021, un programme d'étude qui inclut l'impact des démarches de standardisation des organisations, des procédures, des outils et des comportements humains. Ce programme intègre, parmi les activités d'exploitation étudiées, celles concourant à la maîtrise de la conformité et son maintien dans le temps, notamment la détection et le traitement des écarts.

8 CONCLUSION SUR LA POURSUITE DE FONCTIONNEMENT DES RÉACTEURS DE 900 MWE À L'ISSUE DE LA PHASE GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE

En conclusion, l'ASN souligne les objectifs particulièrement ambitieux du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe et le travail très conséquent effectué par EDF dans le cadre de la phase générique. Elle souligne également l'ampleur des modifications prévues par EDF, dont la mise en œuvre constituera des améliorations très significatives de la sûreté.

À l'issue de l'instruction, l'ASN prescrit la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF ainsi que certaines dispositions supplémentaires qu'elle considère comme nécessaires à l'atteinte des objectifs du réexamen.

Les dispositions prévues au stade générique du réexamen, ainsi que celles qui seront définies dans le cadre des études spécifiques à chaque site, devront être déclinées sur chaque réacteur en vue de la poursuite de son fonctionnement. L'ASN demande à EDF de réaliser la majeure partie des améliorations de sûreté avant la remise du rapport de conclusion du réexamen, et en pratique lors de la visite décennale de chaque réacteur. Les autres améliorations devront être réalisées au plus tard cinq ans après la remise de ce rapport. Ce délai est porté à six ans pour les sept réacteurs, dont la visite décennale est antérieure à 2022.

Cet échelonnement est lié à l'ampleur des travaux sur chaque réacteur qui se dérouleront de surcroît simultanément sur plusieurs réacteurs de 900 MWe. Il tient compte de la capacité du tissu industriel à les réaliser avec le niveau de qualité attendu, ainsi que de la nécessaire formation associée des opérateurs pour s'approprier ces évolutions.

L'ASN demande à EDF de rendre compte annuellement de l'avancement des actions à réaliser, des enseignements qu'elle tire de la mise en œuvre sur les sites des dispositions issues du réexamen périodique, ainsi que de sa capacité industrielle et de celle des intervenants extérieurs à réaliser dans les délais les modifications des installations. Elle demande également, en cas de risque de non-respect des échéances, de préciser les mesures complémentaires mises en œuvre pour remédier aux insuffisances constatées. L'ASN demande que ces éléments soient rendus publics.

L'ASN considère que les dispositions prévues par EDF, complétées par les réponses aux prescriptions formulées par l'ASN, permettront d'atteindre les objectifs du réexamen et de rapprocher le niveau de sûreté des réacteurs de 900 MWe de celui des réacteurs de troisième génération, notamment :

- en vérifiant, sur un large périmètre, la conformité des réacteurs à leur référentiel ;
- en améliorant la prise en compte des agressions d'origine interne ou externe. Les réacteurs pourront ainsi faire face à des agressions plus sévères que celles retenues jusqu'alors et seront robustes à la défaillance d'un équipement actif et des équipements passifs les plus importants ;
- en limitant les conséquences radiologiques des accidents sans fusion du cœur, y compris en cas d'agression, ce qui permettra de réduire significativement l'occurrence de situations avec mise en œuvre de mesures de protection des populations ;
- en prenant en compte de nouvelles situations accidentelles pour les piscines, notamment celles considérées pour le réacteur EPR de Flamanville, et en améliorant les dispositions prévues pour gérer les situations accidentelles ou d'agression affectant la piscine d'entreposage ;
- en réduisant le risque d'accident avec fusion du cœur et en limitant les conséquences de ce type d'accident, en particulier par la limitation des situations qui nécessiteraient l'éventage de l'enceinte de confinement et par la réduction du risque de percée du fond de cette enceinte par le corium. Ces dispositions permettront ainsi de réduire, de façon notable, les rejets dans l'environnement au cours de ce type d'accident.

À l'issue de la phase générique du réexamen, l'ASN considère que ces améliorations de sûreté ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique.

9 RÉFÉRENCES

- [1] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
- [2] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2013-013464 du 28 juin 2013 : Programme générique proposé par EDF pour la poursuite du fonctionnement des réacteurs en exploitation au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté
- [3] Décisions de l'ASN n° 2012-DC-274 à n° 2012-DC-292 du 26 juin 2012 relatives aux conclusions des évaluations complémentaires de sûreté
- [4] Lettre de l'ASN référencée DEP-DCN-0116-2008 du 18 mars 2008 : Réacteurs nucléaires à eau sous pression (REP) en exploitation – Circuits de sauvegarde-Fonction de recirculation
- [5] Décisions de l'ASN n° 2014-DC-0394 à n° 2014-DC-0412 du 21 janvier 2014 fixant à EDF des prescriptions au vu de l'examen du dossier présenté par l'exploitant conformément à la prescription (ECS-1) des décisions de l'ASN n° 2012-DC-274 à n° 2012-DC-292 du 26 juin 2012
- [6] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016 : Orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe d'EDF (VD4-900)
- [7] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-010622 du 10 mars 2014 : Orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe
- [8] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-007672 du 26 février 2021 : Vérification de la conformité des réacteurs de 900 MWe pour leur quatrième réexamen périodique (RP4 900)
- [9] Lettre de l'ASN référencée CODEP-LYO-2019-026756 du 20 juin 2019 : Modalités de vérification de la conformité et mise en œuvre des modifications hybrides
- [10] Lettre de l'ASN référencée CODEP-LYO-2020-002833 du 13 janvier 2020 : Modalités de la vérification de la conformité pour la 4^e visite décennale de Bugey 2 et mise en œuvre des modifications hybrides
- [11] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-007629 du 12 février 2021 : Prélèvement de matériels sur les réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim
- [12] Lettre de l'ASN référencée CODEP-LYO-2019-033529 du 24 juillet 2019 : INB n° 87 et n° 88 Gestion des écarts
- [13] Lettre de l'ASN référencée CODEP-LYO-2020-002250 du 9 janvier 2020 : INB n° 78 Gestion des écarts
- [14] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-014235 du 4 juin 2014 : Confinement du bâtiment réacteur et des bâtiments périphériques
- [15] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-001769 du 17 avril 2019 : Prévention des pollutions et maîtrise des nuisances
- [16] Décision de l'ASN n° 2013-DC-0360 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 16 juillet 2013 relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des installations nucléaires de base
- [17] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DEU-2017-010461 du 7 avril 2017 : Réexamen périodique des installations nucléaires de base – volet « Inconvénients »

- [18] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2017-010474 du 5 juillet 2017 : Réexamen périodique – dossier d'orientation du volet « inconvénients du réexamen périodique des INB d'EDF »
- [19] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-000490 du 7 juin 2019 : Choix des installations de référence pour l'application de la décision « environnement » de l'ASN pour les réacteurs en fonctionnement d'EDF
- [20] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2017-049428 du 7 décembre 2017 : Réexamen périodique – Réalisation des campagnes de mesure de bruit
- [21] Lettre d'EDF référencée D4008101180067 du 9 février 2018 : Mise à jour du dossier d'orientation du réexamen périodique des inconvénients
- [22] Décision n° 2015-DC-0508 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 21 avril 2015 relative à l'étude sur la gestion des déchets et au bilan des déchets produits dans les installations nucléaires de base
- [23] Note d'EDF référencée EMESN130349 Ind. C : dossier d'orientation de janvier 2014 relatif aux quatrièmes réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe
- [24] Lettre de l'ASN référencée DEP-DCN-N° 360-2007 du 25 juillet 2007 : séisme du 16 juillet 2007 ayant affecté la centrale nucléaire de Kashiwazaki-Kariwa
- [25] Concertation sur l'amélioration de la sûreté des réacteurs de 900 MWe du parc nucléaire français dans le cadre de leur quatrième réexamen périodique - Bilan des garantes – 11 juin 2019
- [26] Rapport de l'INERIS référencé DP-FOH-1418284253 du 10 décembre 2014 : Sécurité industrielle : Comment intégrer les Facteurs Organisationnels et Humains dans la prévention des risques technologiques ?
- [27] Lettre de l'ASN référencée CODEP-BDX-2019-002537
- [28] Lettre de l'ASN référencée CODEP-BDX-2019-0024
- [29] Lettre de l'ASN référencée CODEP-CHA-2019-033610 du 1^{er} août 2019 : Rigueur d'exploitation – Management de la sûreté – Maîtrise de la conformité des installations et des référentiels d'exploitation à la démonstration de sûreté nucléaire
- [30] Lettre de l'ASN référencée CODEP-CAE-2018-0044669
- [31] Lettre de l'ASN référencée CODEP-CHA-2019-012548 du 28 mars 2019 : Modification, conformité matérielle et documentaire
- [32] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2020-007982 du 28 janvier 2020 : Réacteurs électronucléaires de 900 MWe – EDF - Réouverture de la ligne de retour des joints n° 1 des GMPP en situation H3 avec perte de l'IJPP
- [33] Lettre de la DGSNR référencée DEP-SD2-500-2005 du 21 octobre 2005 : Risques associés aux accidents graves dans les REP en exploitation - Réexamen de sûreté à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe
- [34] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2013-038780 du 25 novembre 2013 : Demandes de l'ASN suite au GP accident grave et EPS2 dans le cadre du troisième réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe
- [35] Lettre ASN référencée CODEP-DCN-2018-018786 du 22 novembre 2018 : Examen des études probabilistes de sûreté de niveaux 1 (EPS1) et 2 (EPS2) des réacteurs de 1450 MWe en vue de leur deuxième réexamen périodique

- [36] Décision n° 2009-DC-0153 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 18 août 2009 relative aux niveaux d'intervention en situation d'urgence radiologique
- [37] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2017-014451 du 19 juillet 2017 : Maîtrise des accidents graves : « noyau dur » post-Fukushima et durée de fonctionnement des réacteurs
- [38] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-020043 du 16 juillet 2014 : Réacteurs électronucléaires - EDF - Palier 1300 MWe - Réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale des réacteurs (VD3 1300) - Conséquences radiologiques des accidents (hors RTGV et accidents graves) associées au réexamen de sûreté des réacteurs des réacteurs de 1300 MWe réalisé à l'occasion de leur troisième visite décennale
- [39] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-032720 du 19 juillet 2019 : Liste des livrables attendus par l'ASN pour sa prise de position sur la phase générique
- [40] Arrêté du 20 novembre 2009 portant homologation de la décision n° 2009-DC-0153 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 18 août 2009 relative aux niveaux d'intervention en situation d'urgence radiologique
- [41] Publication 60 « Recommandations 1990 de la Commission internationale de protection radiologique » adoptées par la commission en novembre 1990
- [42] Règlement (Euratom) n° 2218/89 du conseil du 18 juillet 1989 modifiant le règlement (Euratom) n° 3954/87 fixant les niveaux maximaux admissibles de contamination radioactive pour les denrées alimentaires et les aliments pour bétail après un accident nucléaire ou dans toute autre situation d'urgence radiologique
- [43] Décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection générale des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants
- [44] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-047431 du 14 novembre 2019 : Quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe - Compléments à apporter par EDF en vue de la prise de position de l'ASN sur les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MWe après leur quatrième réexamen périodique
- [45] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-007693 du 26 février 2021 : Maîtrise du vieillissement et de l'obsolescence dans le cadre des quatrième réexamens périodiques
- [46] Arrêté 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression
- [47] Report WENRA – Safety reference levels for existing reactors – 24th September 2014
- [48] Décision n° 2021-DC-0706 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 23 février 2021 fixant à la société Électricité de France (EDF) les prescriptions applicables aux réacteurs des centrales nucléaires du Blayais (INB n° 86 et n° 110), du Bugey (INB n° 78 et n° 89), de Chinon (INB n° 107 et n° 132), de Cruas (INB n° 111 et n° 112), de Dampierre-en-Burly (INB n° 84 et n° 85), de Gravelines (INB n° 96, n° 97 et n° 122), de Saint-Laurent-des-Eaux (INB n° 100) et du Tricastin (INB n° 87 et n° 88) au vu des conclusions de la phase générique de leur quatrième réexamen périodique
- [49] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-007988 du 4 mars 2021 : Position de l'ASN sur la phase générique du quatrième réexamen périodique
- [50] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2018-045418 du 28 septembre 2018 : Note de réponse aux objectifs du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe
- [51] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DEP-2018-058304 du 28 février 2019 : Tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période de 10 ans suivant leur quatrième visite décennale

- [52] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DEP-2019-046852 du 3 janvier 2020 : Tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période de 10 ans suivant leur quatrième visite décennale
- [53] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DEP-2020-045660 du 7 décembre 2020 : Tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période de 10 ans suivant leur quatrième visite décennale
- [54] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DEP-2019-025552 du 19 juillet 2019 : Vieillessement et tenue en service des coudes moulés du circuit primaire principal des réacteurs de 900 MWe
- [55] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DEP-2019-053770 du 28 janvier 2020 : Mise à jour des dossiers de référence réglementaires dans le cadre de la poursuite de fonctionnement au-delà des quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe
- [56] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2020-032576 du 4 août 2020 : Conformité des groupes électrogènes de secours – Retour d'expérience de la canicule de l'été 2019
- [57] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2011-023760 du 20 mai 2011 : Réexamen de sûreté correspondant aux troisièmes visites décennales – Mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations nucléaires en application de la RFS 2001-01
- [58] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-001430 du 3 mars 2021 : Réacteurs de 900 MWe - Maîtrise de la réactivité lors de l'accident de rupture de tube de générateur de vapeur de troisième catégorie
- [59] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2016-016677 du 18 juillet 2016 : Agressions externes extrêmes à prendre en compte pour la mise en place du « noyau dur »
- [60] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2015-001288 du 20 janvier 2015 : Réévaluation sismique des matériels – Démarche DERESMA
- [61] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2012-068588 du 9 janvier 2013 : Palier 900 MWe – CPY – Etat documentaire « PTD n°2 » - Référentiel « Grands chauds »
- [62] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-058834 du 2 janvier 2015 : Protection contre les vents violents
- [63] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-054236 du 10 décembre 2014 : Prise en compte des agressions météorologiques - Tornade
- [64] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2011-006777 du 4 mai 2011 : Orientations des études génériques à mener pour le réexamen de sûreté des réacteurs de 1300 MWe associé à leur troisième visite décennale
- [65] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-013282 du 14 avril 2019 : Stratégies de conduite des dispositions du noyau dur pour la prévention de la fusion du combustible en réacteur et en piscine
- [66] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-003198 : Réacteurs électronucléaires – EDF – Faisabilité, en termes de radioprotection, de la conduite accidentelle
- [67] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2021-001388 du 7 janvier 2021 : Examen des dispositions de formation et de préparation aux situations extrêmes mises en œuvre par EDF - Suite aux évaluations complémentaires de sûreté
- [68] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-007339 du 1^{er} juillet 2019 : Tous paliers – Organisation de la lutte contre l'incendie
- [69] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-036024 du 16 octobre 2019 : Tous paliers – Organisation de la lutte contre l'incendie

- [70] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance des 28 janvier et 10 février 2016) référencés CODEP-MEA-2016-007211 du 18 février 2016 : Agressions externes extrêmes retenues pour le « noyau dur » des réacteurs à eau sous pression d'EDF en construction ou en exploitation
- [71] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-004806 du 27 janvier 2014 : Réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale des réacteurs (VD3 1300) - Incendie
- [72] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2015-000461 du 23 février 2015 : Réexamen de sûreté associé à la deuxième visite décennale des réacteurs de 1450 MWe (VD2 N4) – Orientations du programme de réexamen
- [73] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2017-000082 du 17 février 2017 : VD4-900 – Non-recevabilité de livrables reçus
- [74] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2011-029192 du 1^{er} août 2011 : Référentiel des exigences de sûreté de protection contre le risque d'incendie interne pour l'EPR (ETC-F indice G) et méthode EPRESSI
- [75] Lettre de la DGSNR référencée DGSNR/SD2/N°760/2003
- [76] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2014-005838 du 7 mars 2014 : Réexamen de sûreté associé à la troisième visite décennale des réacteurs (VD3 1300) - Explosion
- [77] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2019-036712 du 17 septembre 2019 : Complétude du référentiel inondation interne, prise en compte du risque d'inondation interne sismo-induite par rupture de tuyauteries et maintenance
- [78] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2013-052468 du 18 novembre 2013 relative aux risques de dilution homogène
- [79] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2012-039293 du 3 octobre 2012 : Réacteurs électronucléaires – EDF – Tous paliers – Risque de criticité en cas de dilution à l'arrêt
- [80] Lettre de l'ASN référencée CODEP-DCN-2017-001478 du 12 janvier 2017 : Réacteurs électronucléaires – EDF – Nouvelle méthode d'étude de l'accident de perte de réfrigérant primaire par brèche de taille intermédiaire
- [81] Avis de l'ASN n° 2012-AV-0139 du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi
- [82] Décision de l'ASN n° 2013-DC-0360 du 16 juillet 2013 relative à la maîtrise des nuisances et de l'impact sur la santé et l'environnement des INB
- [83] Règle fondamentale de sûreté (RFS) n° 2001-01 du 31 mai 2001
- [84] Guide de l'ASN 2/01 indice 0 du 26 mai 2006 : Prise en compte du risque sismique à la conception des ouvrages de génie civil d'installations nucléaires de base à l'exception des stockages à long terme des déchets radioactifs
- [85] Guide de l'ASN n° 13 du 8 janvier 2013 relatif à la protection des installations nucléaires de base (INB) contre les inondations externes
- [86] Guide de l'ASN n° 22 du 18 juillet 2017 relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression
- [87] Guide de l'ASN n° 21 du 6 janvier 2015 pour le traitement des écarts de conformité à une exigence définie pour un élément important pour la protection (EIP)
- [88] Lettre de l'ASN référencée DEP-SD2-0152-2005 du 27 avril 2005 : Risque de colmatage en situation accidentelle des filtres des puisards du circuit de recirculation

- [89] Règles NV65 : Règles définissant les effets de la neige et du vent sur les constructions et les annexes – CSTB – avril 2000
- [90] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance du 21 mars 2018) référencés CODEP-MEA-2018-018336 du 17 avril 2018 : Vieillesse des systèmes, structures et composants (SSC)
- [91] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (séance du 15 mars 2018) référencés CODEP-MEA-2018-014211 du 20 mars 2018 : Maîtrise du vieillissement
- [92] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (séance des 20 novembre 2018 et 1^{er} novembre 2018) référencés CODEP-MEA-2018-055796 du 22 novembre 2018 : Tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période de 10 ans suivant leur quatrième visite décennale
- [93] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (séance du 15 octobre 2019) référencés CODEP-MEA-2019-043861 du 25 octobre 2019 : Tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période de 10 ans suivant leur quatrième visite décennale hors Fessenheim
- [94] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (séance du 8 septembre 2020) référencés CODEP-MEA-2020-046842 du 29 septembre 2020 : Tenue en service de la zone de cœur des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période de 10 ans suivant leur quatrième visite décennale hors Fessenheim
- [95] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (séance du 8 octobre 2019) référencés CODEP-MEA-2019-042869 du 25 octobre 2019 : Mise à jour des dossiers de référence réglementaire dans le cadre de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà des quatrième visites décennales
- [96] Avis et recommandations du groupe permanent pour les équipements sous pression nucléaires (séance du 25 mai 2019) référencés CODEP-MEA-2019-023649 du 27 mai 2019 : Tenue en service des coudes moulés en acier inoxydable austéno-ferritique du circuit primaire principal des réacteurs de 900 MWe, à l'exception des réacteurs de la centrale de Fessenheim, jusqu'à 20 ans après leur 4^e visite décennale
- [97] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance des 30 et 31 janvier 2019) référencés CODEP-MEA-2019-006797 du 18 février 2019 : Études d'accidents associées au quatrième réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe (VD4 900 MWe)
- [98] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance des 20 et 21 février 2019) référencés CODEP-MEA-2019-010085 du 21 mars 2019 : VD4-900 - Agressions internes et externes
- [99] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance des 11 et 12 juillet 2019) référencés CODEP-MEA-2019-032606 du 19 juillet 2019 : Études probabilistes de sûreté réalisées dans le cadre du 4^{ème} réexamen périodiques des réacteurs de 900 MWe
- [100] Avis et recommandations du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance des 27 et 28 mars 2019) référencés CODEP-MEA-2019-014016 du 17 avril 2019 : Maîtrise des accidents graves dans le cadre du déploiement des modifications post-Fukushima

- [101] Règlement (CE) n° 1907/2006 du Parlement européen et du Conseil du 18 décembre 2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH), instituant une agence européenne des produits chimiques, modifiant la directive 1999/45/CE et abrogeant le règlement (CEE) n° 793/93 du Conseil et le règlement (CE) n° 1488/94 de la Commission ainsi que la directive 76/769/CEE du Conseil et les directives 91/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE et 2000/21/CE de la Commission
- [102] Règlement (UE) n° 528/2012 du parlement européen et du Conseil du 22 mai 2012 concernant la mise à disposition sur le marché et l'utilisation des produits biocides
- [103] Règlement REACH (CE) n° 1272/2008 du parlement européen et du Conseil du 16 décembre 2008 relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances et des mélanges, modifiant et abrogeant les directives 67/548/CEE et 1999/45/CE et modifiant le règlement (CE) n° 1907/2006
- [104] Lettre d'EDF référencée D455617307787 indice B1 du 5 septembre 2018 : Note de réponse aux objectifs
- [105] Cahier de l'ASN intitulé « Centrales nucléaires au-delà de 40 ans : les enjeux du 4^e réexamen périodique des réacteurs nucléaires de 900 MWe »
- [106] Règle fondamentale de sûreté I.2.a du 5 août 1980 relative à la prise en compte des risques liés aux chutes d'avions
- [107] Règle fondamentale de sûreté 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
- [108] Rapport du comité d'orientation sur les facteurs sociaux, organisationnels et humains (COFSOH) - Développer la sécurité - Synthèse des travaux du groupe de travail D – Septembre 2019
- [109] Avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (séance des 12 et 13 novembre 2020) référencé CODEP-MEA-2020-055957 du 19 novembre 2020 : Bilan du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe

**ANNEXE : AVIS DE L'IRSN RECUEILLIS DANS LE CADRE DE LA PHASE
GÉNÉRIQUE DU QUATRIÈME RÉEXAMEN PÉRIODIQUE
DES RÉACTEURS DE 900 MWE**

L'ASN a recueilli l'avis de l'IRSN sur :

- la maîtrise de la conformité des installations ;
- le caractère suffisant du programme des essais particuliers complémentaires ;
- la mise à jour des dossiers de référence réglementaires des circuits primaire et secondaires principaux ;
- la tenue en service des cuves ;
- le confinement ;
- le bilan de puissances des diesels ;
- les risques liés aux agressions d'origine interne et externe pour les réacteurs de type CPY ;
- les guides d'EDF pour la vérification du dimensionnement vis-à-vis du séisme ;
- les risques associés aux tornades ;
- le risque lié à la chute d'un aéronef de l'aviation générale ;
- les risques liés à l'incendie et à l'explosion d'origine interne ;
- les études des conséquences pour la sûreté nucléaire d'un incendie de transformateur ;
- les études d'accidents des réacteurs de type CPY et la fonction de recirculation ;
- l'impact de la transposition aux réacteurs en exploitation des situations incidentelles et accidentelles et des délais avant la première intervention des opérateurs pris en compte dans les études de sûreté du réacteur EPR de Flamanville ;
- les études probabilistes de sûreté des réacteurs de type CPY ;
- la fonction de recirculation, l'étude des conséquences d'un accident de perte de réfrigérant primaire cumulé à un séisme et l'acceptabilité de la fonction de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur faisant partie du « noyau dur » (ASG-ND) ;
- la sûreté de l'entreposage et de la manutention du combustible dans les piscines d'entreposage du bâtiment du combustible ;
- les accidents graves ;
- des expertises complémentaires relatives à la limitation et la prévention des accidents graves ;
- la méthode d'évaluation des conséquences radiologiques des rejets atmosphériques accidentels ;
- les études d'accident, d'agression et les études probabilistes de sûreté des réacteurs de la centrale nucléaire du Bugey ;
- le réexamen de la sûreté du bâtiment des auxiliaires nucléaires généraux (BANG) de la centrale nucléaire du Bugey et des bâtiments des auxiliaires de conditionnement (BAC) des autres centrales de 900 MWe ;
- l'examen de l'organisation d'EDF pour la conception, la réalisation et l'exploitation des modifications ;
- la synthèse de ses expertises ayant porté sur le réexamen.

