

Rapport au Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires

CODEP-DEP-2015-014290

**Orientations retenues par EDF pour la mise à jour des dossiers de
référence réglementaires lors de la quatrième visite décennale des
réacteurs du palier 900MWe et pour la poursuite de
fonctionnement jusqu'à VD4 + 20 ans**

Séance du 10 juin 2015

Date	Rédacteur	Vérificateur	Approbateur
22/05/2015	Signé A.THIBAULT	Signé L.STREIBIG	Signé R. CATTEAU

Contenu

Glossaire.....	4
Introduction	5
Partie 1 : Méthodologie d'EDF	6
1 Contenu des DRR.....	6
1.1 Dossiers exigés par l'article 4.I de l'arrêté [1]	6
1.2 Dossiers exigés par l'article 4.II de l'arrêté [1].....	6
1.3 Dossiers d'EDF répondant aux exigences réglementaires	6
2 Calendrier associé à la mise à jour des DRR.....	7
2.1 Calendrier prévisionnel d'EDF	7
2.2 Position du rapporteur	9
3 Méthodologie de mise à jour	10
3.1 Données à considérer pour la mise à jour des dossiers	10
3.2 Analyse des données d'entrée par EDF.....	10
3.2.1 Durée de fonctionnement retenue pour les démonstrations	10
3.2.2 Réévaluation sismique.....	11
3.2.3 Impact des modifications de l'installation	11
3.2.4 Référentiel lié à l'accident de perte de réfrigérant primaire.....	11
3.2.5 Ecart physique du dôme	11
3.3 Position du rapporteur	12
4 Etude préliminaire de l'impact sur les zones sensibles à la fatigue et à la rupture brutale d'un allongement de la durée de fonctionnement jusqu'à VD4 + 20 ans.....	12
4.1 Méthodologie retenue par EDF	12
4.2 Zones susceptibles de devenir sensibles à la fatigue et à la rupture brutale à l'horizon VD4 +20 ans.....	14
4.2.1 Résultats de l'étude préliminaire	14
4.2.2 Position du rapporteur	17
Partie 2 : Orientations prises pour la mise à jour des DRR.....	22
1 Dossier des Situations (DDS).....	22
1.1 Retour d'expérience sur la comptabilisation des situations	22
1.2 Impact du passage à VD4 + 20 ans sur l'occurrence des situations définies à la conception	23
1.3 Classements des brèches primaires	24
1.3.1 Définition des situations.....	24
1.3.2 Etat des lieux et proposition d'EDF	25
1.3.3 Position du rapporteur	26

1.4 Amélioration des connaissances des sollicitations dues aux chargements thermiques..	27
1.4.1. Campagne d'instrumentation	27
1.4.2. Méthode pour la reconstitution du champ thermique.....	27
1.4.3 Position du rapporteur	28
2 Dossier de Protection contre les Surpressions (DPS) ;.....	28
3 Dossier des plans	28
4 Dossier Matériaux	29
4.1 Méthodologie retenue par EDF	29
4.2 Vieillissement sous irradiation des aciers faiblement alliés (zone de cœur de la cuve). 30	
4.3 Vieillissement thermique des aciers moulés austéno-ferritiques	31
4.4 Vieillissement thermique des soudures homogènes austénitiques	32
5 Dossiers d'Analyse du Comportement (DAC) et Dossiers d'analyse à la Rupture Brutale (DRB) pour le CPP et le CSP.....	33
5.1 Relaxation des contraintes secondaires	33
5.1.1 Position du problème.....	33
5.1.2 Proposition d'EDF.....	34
5.1.3 Position du rapporteur	34
5.2 Redéfinition du référentiel d'évaluation des calculs de fatigue	34
5.2.1 Proposition d'EDF.....	35
5.2.2 Position du rapporteur	42
6 Dossier Zones en inconel	44
7 Dossier Liaison BiMetallique.....	45
8 Tenue mécanique des cuves	46
8.1 Impact de l'écart physique du dôme.....	46
8.2 Défauts sous revêtement.....	47
8.3 Etude de tenue mécanique lors des transitoires et méthodologie de sélection des aggravants.....	50
8.4 Dossier « Marges Cuve » pour la zone de cœur irradiée	52
8.4.1 Proposition d'EDF.....	52
8.4.2 Préchargement à chaud.....	53
8.4.2.1 Proposition d'EDF.....	53
8.4.2.2 Position du rapporteur	56
9 Etudes complémentaires : conditions de fonctionnement et délais opérateurs de l'EPR.....	57
10 Traitement des écarts.....	58
Synthèse	60
Références	68

Glossaire

APRP : Accident de Perte de Réfrigérant Primaire

CPP : Circuit Primaire Principal

CP0 : Réacteur 900 MWe de Fessenheim et Bugey

CP1 : Réacteur 900 MWe du Blayais, de Dampierre, Gravelines et Tricastin

CP2 : Réacteur 900 MWe de Chinon, Cruas et St Laurent.

CSP : Circuit Secondaire Principal

DAC : Dossier d'analyse du comportement

DDS : Dossier des Situations

DRB : Dossier «Rupture Brutale »

DRR : Dossiers de Référence Réglementaires

GMPP : Groupe Moto-Pompe Primaire

GV : Générateur de Vapeur

PTAEE : Perte Totale des Alimentations Electriques Externes

RGV : Remplacement de Générateur de Vapeur

RTBF : Remplacement de Tronçon de Branche Froide

RTNDT : température de transition fragile/ductile

VD : visite décennale

VD4 + 20 ans : Durée de fonctionnement allant jusqu'à l'équivalent de la sixième visite décennale

60 ans d'exploitation : Durée de fonctionnement allant jusqu'à l'équivalent de la sixième visite décennale

Introduction

En 2009, EDF a fait part de son souhait d'étendre la durée de fonctionnement du parc nucléaire des réacteurs de 900 MWe significativement au-delà de quarante ans. Dans ce cadre, EDF a engagé des travaux sur différents thèmes permettant de démontrer la sûreté des installations à l'échéance de 60 ans d'exploitation, soit à VD4 + 20 ans.

Une présentation générale de ces travaux a été soumise à l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les réacteurs lors des 1^{er} et 2 avril 2015. Le présent rapport est consacré aux travaux engagés relatifs à la démonstration de sûreté du circuit primaire principal (CPP) et circuits secondaires principaux (CSP).

Le présent rapport présente la méthodologie mise en place et les orientations prises par EDF pour mettre à jour les Dossiers de Référence Réglementaires (DRR) définis par l'arrêté [1].

Ces dossiers ont les deux objectifs suivants :

- s'assurer que l'exploitant s'est approprié techniquement les dossiers qui ont été élaborés lors de la phase de construction des appareils pour apporter à l'administration les garanties de leur intégrité et les a mis à jour en fonction, en particulier, du retour d'expérience induit par une évolution significative des connaissances remettant en cause le dossier initial ;
- préciser les dispositions, du ressort de l'exploitant, permettant d'assurer le maintien dans le temps de la garantie de l'intégrité des appareils compte tenu de leurs conditions d'exploitation et de leurs évolutions. Cette deuxième partie comprend elle-même des aspects ayant déjà fait l'objet d'une prise de position par le fabricant et des aspects spécifiques à l'exploitant ainsi qu'une vérification de cohérence vis-à-vis de la prévention de la rupture brutale.

La mise à jour de ces dossiers apportera des éléments nécessaires à la démonstration de sûreté du CPP et des CSP pour l'exploitation au-delà des quatrièmes visites décennales.

La première partie de ce rapport présente la méthodologie d'EDF pour la mise à jour des DRR exigée par l'arrêté [1] et notamment l'orientation retenue par EDF pour :

- l'analyse des données d'entrée ;
- le calendrier associé ;
- les résultats de l'étude préliminaire menée par EDF permettant de déterminer les futures zones sensibles à la fatigue ou à la rupture brutale et les premières actions engagées par EDF.

La seconde partie de ce rapport présente les éléments de mise à jour des DRR et notamment l'orientation retenue par EDF sur :

- le dossier des situations ;
- le dossier matériaux ;
- les dossiers de justifications mécaniques (notamment les nouvelles méthodes d'analyses mécaniques retenues et le nouveau référentiel d'évaluation de la fatigue) ;
- la tenue mécanique des cuves ;
- le traitement des écarts relatifs aux défauts plans.

A ce jour, le réacteur n°1 de Tricastin dit « tête de série » atteindra sa quatrième visite décennale (VD4) en 2019 et les DRR devront avoir été mis à jour suffisamment en amont pour définir une maintenance adaptée et que celle-ci soient soumise à l'ASN pour observations.

Partie 1 : Méthodologie d'EDF

1 Contenu des DRR

L'article 5 de l'arrêté [1] demande à l'exploitant de mettre à jour les dossiers mentionnés aux articles 4.I et 4.II du même arrêté compte tenu de l'usage effectif des appareils, de leur évolution éventuelle en exploitation et en particulier de celle des propriétés des matériaux et des défauts constatés, ainsi que du retour d'expérience.

1.1 Dossiers exigés par l'article 4.I de l'arrêté [1]

Les éléments dont la mise à jour est attendue au regard des exigences de l'article 4.I de l'arrêté [1] sont les justifications permettant de vérifier que les appareils :

- présentent une résistance satisfaisante à l'apparition des dommages mécaniques (tels que la déformation excessive, l'instabilité plastique, la fissuration progressive...) pris en compte à la conception ;
- sont réalisés avec des matériaux dont les spécifications techniques et les principales propriétés sont connues et assurent un comportement satisfaisant en service ;
- présentent une qualité de fabrication et une garantie de cette qualité suffisantes, y compris en ce qui concerne les joints soudés et les organes assurant l'assemblage des parties résistantes à la pression.

1.2 Dossiers exigés par l'article 4.II de l'arrêté [1]

Les éléments dont la mise à jour est attendue au regard des exigences de l'article 4.II de l'arrêté [1] sont :

- la description des situations de 2ème, 3ème et 4ème catégories conformément à l'article 4.II.a) ;
- les conditions d'exploitation conformément à l'article 4.II.b) ;
- les conditions de protection contre les surpressions et la capacité des organes d'isolement à jouer leur rôle conformément à l'article 4.II.c) ;
- les conditions de surveillance de l'appareil, les conditions de vérification et d'entretien des accessoires de sécurité et des accessoires sous pression jouant un rôle d'isolement, ainsi que les dispositions de suivi en service retenues pour les canalisations de faible diamètre et les dispositions de suivi en service retenues pour les supportages des appareils conformément à l'article 4.II.d) ;
- les modalités des inspections périodiques des visites complètes conformément à l'article 4.II.e) ;
- le programme du suivi du vieillissement, ainsi que la position de l'exploitant sur l'aptitude des appareils à assurer leurs fonctions sans risque dans les conditions du dossier pendant au moins les dix années qui suivent conformément à l'article 4.II.f) ;
- la justification que les programmes prévus ci-dessus prennent en compte la sensibilité des appareils vis-à-vis du risque de rupture brutale conformément à l'article 4.II.g).

1.3 Dossiers d'EDF répondant aux exigences réglementaires

EDF a identifié les dossiers répondant aux exigences réglementaires et en a établi la liste suivante :

- dossier des Situations (DDS) ;
- dossier de Protection contre les Surpressions (DPS) ;

- dossiers d'Analyse du Comportement (DAC) et dossiers d'analyse à la Rupture Brutale (DRB) pour le CPP et les CSP ;
- dossier Matériaux ;
- dossier des Plans ;
- dossiers génériques suivants :
 - dossier Zones en Inconel ;
 - dossier Défauts Sous Revêtement (DSR) (pas de mise à jour prévue) ;
 - dossier Produits moulés ;
 - dossier Liaison Bi-Métallique (LBM) ;
 - dossier Corps de vannes isolement vapeur du CSP (pas de mise à jour prévue) ;
 - dossier Aciers inoxydables Martensitiques (pas de mise à jour prévue) ;
 - dossier « Fatigue thermique des zones de mélange » ;
 - dossier « Marges Cuve » pour la zone de cœur irradiée.

Les dossiers traités lors des VD3 900 MWe de manière spécifique comme la stratification thermique ARE/ASG (AP 06 11) et les études des remplacements de GV, seront réintégrés dans les dossiers ci-dessus.

Le dossier « Marges Cuve » fait l'objet d'un traitement spécifique (dossier générique) qui fera l'objet d'une présentation dédiée au GP ESPN. A ce jour, les dossiers suivants sont prévus par EDF :

- un dossier de démonstration pour la période d'exploitation VD4 / VD4 + 10 ans, qui a été transmis à l'ASN début 2015 ;
- un dossier de démonstration pour la période d'exploitation VD4 + 10 ans / VD4 + 20 ans, qui sera transmis à l'ASN fin 2017.

A l'issue de la mise à jour des dossiers identifiés, EDF disposera des données qui permettront de mettre à jour les programmes de surveillance des appareils.

2 Calendrier associé à la mise à jour des DRR

2.1 Calendrier prévisionnel d'EDF

Organisation de la mise à jour

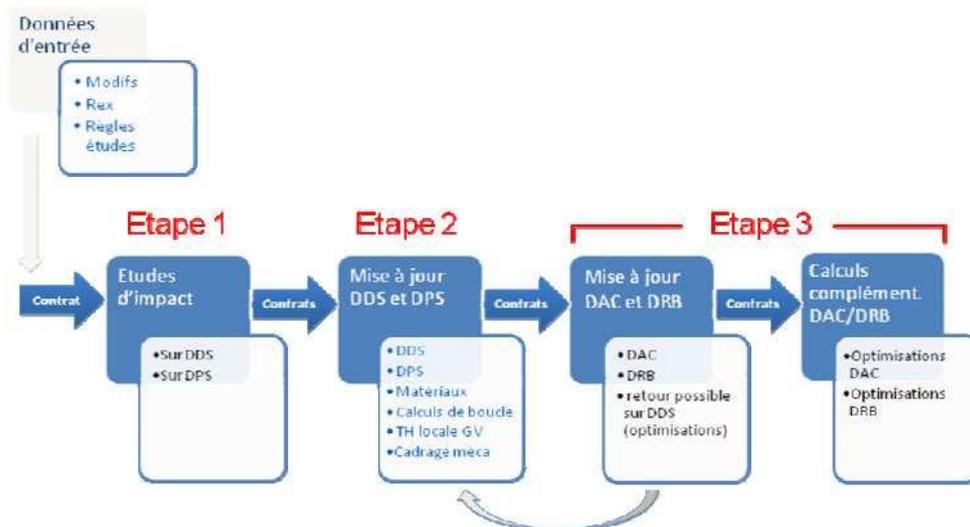


Figure : les différentes étapes de mise à jour des DRR

EDF prévoit une mise à jour des DRR selon les trois étapes suivantes ainsi qu'une phase dite de « réconciliation » :

- Etape 1 - échéance fin 2015 : Analyse d'impact de l'état de référence sur le DDS. Cette étape permet d'identifier les transitoires du DDS à reprendre après analyse des impacts des données d'entrée de la VD4.
- Etape 2 - Mi 2015- mi 2017 : Mise à jour des dossiers énoncés ci-dessous.
 - le dossier des situations (DDS)
 - le dossier de protection contre les surpressions (DPS)
 - les calculs de thermohydraulique locale des GV
 - l'analyse des impacts de la mise à jour du DDS et autres données sur les DAC et DRB
- Etape 3 - Mi 2016- fin 2018 : Mise à jour des dossiers mécaniques.
 - le dossier d'analyse du comportement (DAC)
 - le dossier rupture brutale (DRB)
 - le dossier plans si besoin
 - le dossier matériaux
- Réconciliation - Mi 2018 : Vérification de la cohérence entre études engagées et « nouvelles données d'entrée ».

Compte tenu du planning extrêmement serré, EDF a décidé de commencer la mise à jour des DRR sans attendre la complétude des données du référentiel VD4 (fin 2015). Les données issues des études actuellement en cours seront valorisées dans le dossier dit de « réconciliation » programmé en 2018. De plus, EDF a également anticipé les calculs des déformées de cuve et calculs de boucles.

Calendrier prévisionnel

Le planning présenté ci-dessous est donné à titre indicatif. En effet, dans la mesure où les données d'entrée propres à la VD4 ne sont pas encore connues, la durée de chaque étape peut

être sujette à des variations. Les durées indiquées sont basées sur le retour d'expérience des mises à jour précédentes.

La phase dite de « réconciliation » n'est pas prévue à une date figée dans le temps mais consiste à analyser la mise à jour des données d'entrée et intégrer leur impact au fur et à mesure. Ceci permet de débiter la mise à jour des DRR sans attendre d'avoir l'intégralité des données d'entrée.

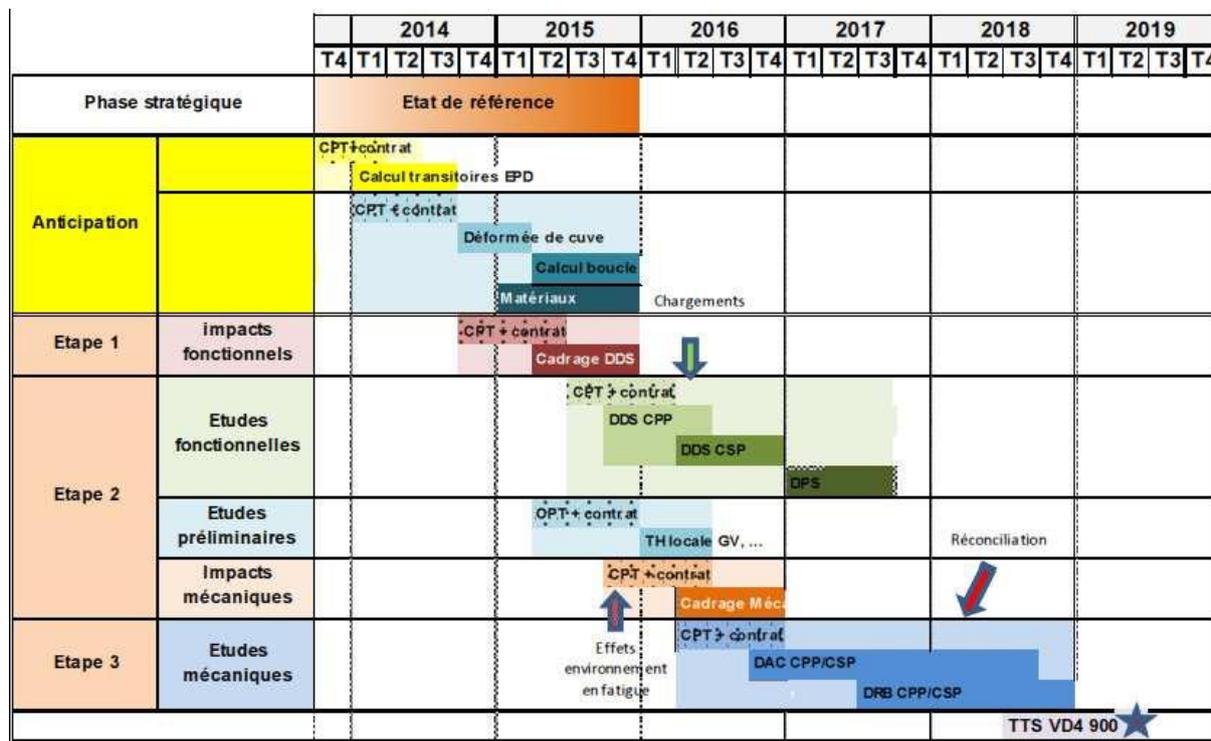


Figure : calendrier prévisionnel de mise à jour des DRR

La mise à jour des DRR est un préalable à la mise à jour des doctrines de maintenance et des Programmes de Base de Maintenance Préventive (PBMP). Ces doctrines et PBMP devront faire l'objet d'une instruction par l'ASN au préalable de la première VD4.

2.2 Position du rapporteur

Le rapporteur considère que le calendrier de mise à jour des DRR prévu par EDF est extrêmement serré et que des échanges, tels qu'ils ont déjà pu avoir lieu, entre EDF, l'ASN et l'IRSN doivent être maintenus à intervalles réguliers afin de faciliter l'instruction des différents dossiers.

Par ailleurs, au regard des éléments présentés par EDF, la révision définitive des doctrines et PBMP ne pourra être engagée qu'à l'issue de la « réconciliation » et de la mise à jour des DAC et DRB. La mise à jour de ces documents étant un préalable à la visite décennale, il apparaît que le délai d'instruction de ces documents sera alors très restreint.

Le rapporteur note également qu'EDF prévoit des justifications techniques permettant de couvrir, dès la mise à jour des DRR associée à la quatrième visite décennale, une durée de

fonctionnement étendue à VD4 + 20 ans. Le rapporteur rappelle que, malgré des justifications qui pourront couvrir une durée de fonctionnement étendue, la mise à jour des DRR est exigée aussi souvent que nécessaire et que l'adéquation des dossiers répondant au d, e et f de l'article 4.II de l'arrêté [1] doit être vérifiée au minimum avant chaque requalification complète, ce qui impliquera une vérification au préalable de la cinquième visite décennale.

En conclusion, le rapporteur attire l'attention d'EDF sur la nécessité de mettre à jour les documents de maintenance suffisamment en amont de la VD4 afin de les transmettre à l'ASN qui pourra formuler des observations sur leur contenu.

3 Méthodologie de mise à jour

3.1 Données à considérer pour la mise à jour des dossiers

Les données considérées par EDF sont les suivantes :

- une durée de fonctionnement jusqu'à la VD4 + 20 ans ;
- le retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs ;
- les modifications fonctionnelles et matérielles réalisées depuis la mise à jour VD3 ;
- les modifications VD4 ;
- les écarts, et notamment « l'écart physique du dôme » (EPD) ;
- le nouveau référentiel de l'accident de perte du réfrigérant primaire (APRP) ;
- les valeurs actualisées du calage du CPP ;
- la réévaluation sismique VD4 ;
- les règles de conduite normale (RCN), les règles d'essais périodiques, les spécifications techniques d'exploitation (STE) et les règles de conduite incidentelle et accidentelle (CIA) ;
- les données issues des analyses des systèmes élémentaires (RIS, ASG, RRA) ;
- les remplacements de générateurs de vapeur et de coudes des branches primaires.

En particuliers, les éléments suivants font l'objet de mises à jour significatives issues des travaux de recherche menés par EDF :

- la mise à jour des courbes de fatigue et la prise en compte des effets d'environnement ;
- les données matériaux à 60 ans ;
- les chargements thermiques pour les zones sensibles (stratification thermique, bras morts).

3.2 Analyse des données d'entrée par EDF

Bien que le détail des données d'entrée ne soit pas totalement connu à ce jour et que les données soient susceptibles d'évoluer, EDF a adressé à l'ASN l'analyse ci-dessous à titre indicatif.

3.2.1 Durée de fonctionnement retenue pour les démonstrations

L'exploitation des tranches jusqu'à la VD4 + 20 ans correspond à une durée de fonctionnement enveloppe de 500 000 heures (contre 325 000 heures pour une durée de fonctionnement jusqu'à la quatrième visite décennale).

Les situations pour lesquelles les occurrences sont calculées à partir du temps de fonctionnement seront impactées par la prolongation d'exploitation (situations de stratification, effets de vortex dont les occurrences ne font pas l'objet d'une comptabilisation).

3.2.2 Réévaluation sismique

Ce thème n'a pas d'impact sur les études tant que le séisme de dimensionnement (SDD) n'évolue pas et que celui-ci reste plus pénalisant que le séisme majoré appliqué à chaque réacteur.

3.2.3 Impact des modifications de l'installation

L'ensemble des modifications qui découleront des conclusions des études menées en amont des VD4 n'est à ce jour pas connu. Toutefois, EDF rappelle que les modifications, hors remplacement des générateurs de vapeur, ont généralement peu d'impact sur le dossier des situations.

Les générateurs de vapeur à considérer dans les études sont ceux de type 51B, RA 47/22, et RB 51/19 pour le palier CP0 et 51B, RA 47/22, RU 55/19, RQ 55/19, RO 55/19, RP 55/19, 56F et 58F pour le palier CPY.

Les nouveaux générateurs de vapeur de remplacement, à partir de la VD4 ou au-delà, sont similaires aux précédents et il n'y aura donc pas d'impact supplémentaire

3.2.4 Référentiel lié à l'accident de perte de réfrigérant primaire

Ce référentiel sera intégré en conformité avec les conclusions du GPR du 17 avril 2014.

3.2.5 Ecart physique du dôme

L'écart physique du dôme est un écart vis-à-vis du comportement thermohydraulique réel des cuves au droit des couvercles.

Il s'agit d'une anomalie de la modélisation à l'aide du code de calcul de thermohydraulique Cathare qui n'estime pas correctement la température dans le dôme de cuve pour certaines situations. Il s'agit uniquement de situations de repli où les GMPP sont arrêtées et où le circuit primaire fonctionne en thermosiphon. Tous les paliers sont concernés. Dans ce cas, le débit qui transite dans le dôme de la cuve peut s'annuler, ce que ne prédisait pas la modélisation. Cette zone du dôme se découple alors du reste du circuit primaire principal et ne suit plus la conduite imposée par les opérateurs. Le dôme suit sa propre cinétique et risque alors de sortir du domaine admissible de la conduite et de s'approcher de la courbe de saturation. La formation d'une bulle sous le dôme est alors possible. Les figures ci-dessous décrivent le phénomène :

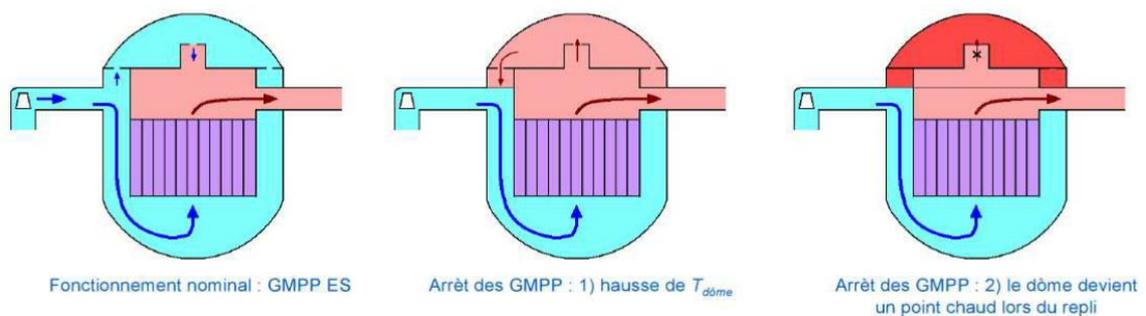


Figure : Schéma décrivant l'écart physique du dôme

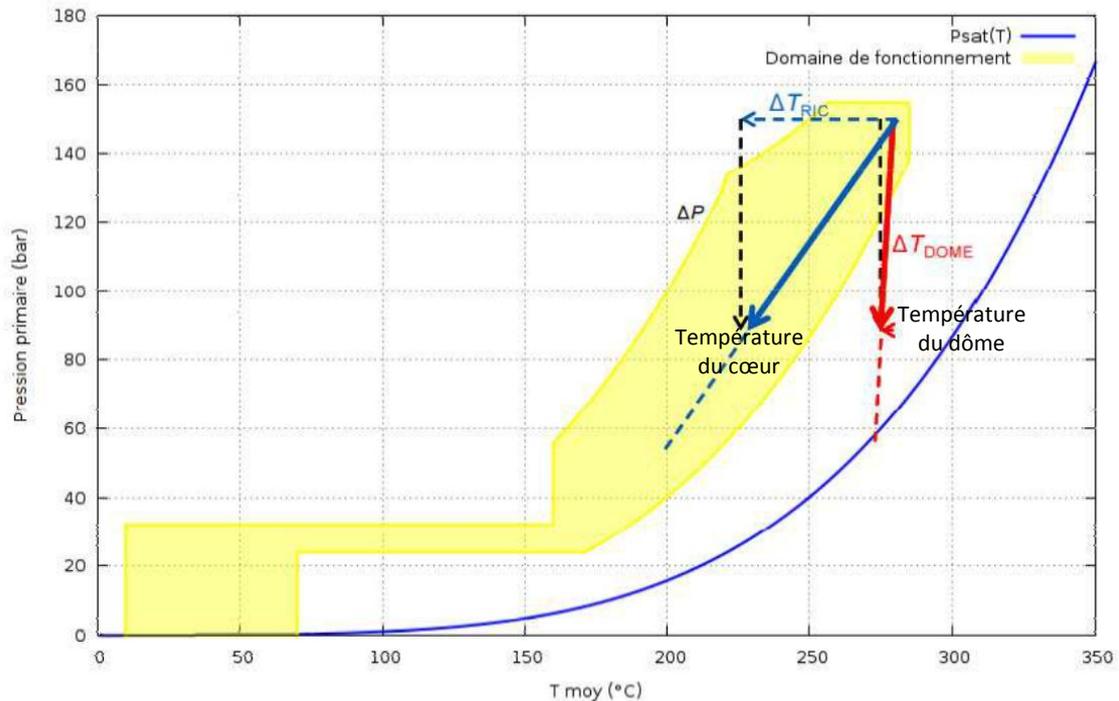


Figure : Découplage possible entre le dôme de cuve et le reste du CPP (RIC : température mesurée par l'instrumentation du cœur)

La prise en compte de l'écart physique du dôme nécessite de revoir les transitoires de rempli sans les Groupes Moto-Pompes Primaires (GMPP) du dossier des situations et de reprendre les calculs de déformée de cuve puis les calculs de boucles.

Par ailleurs, le traitement de cet écart nécessite également la révision des procédures de conduites incidentelles et accidentelles ainsi qu'une mise à jour du rapport de sûreté.

3.3 Position du rapporteur

A ce stade de la mise à jour des DRR, le rapporteur juge satisfaisante l'identification des données d'entrée réalisée par EDF et leur analyse préliminaire.

4 Etude préliminaire de l'impact sur les zones sensibles à la fatigue et à la rupture brutale d'un allongement de la durée de fonctionnement jusqu'à VD4 + 20 ans

4.1 Méthodologie retenue par EDF

Objectifs de l'étude

Les études actuelles, basées sur les études réalisées pour les troisièmes visites décennales, couvrent une durée d'exploitation jusqu'à la quatrième visite décennale et identifient plusieurs zones sensibles aux phénomènes de fatigue ou de rupture brutale.

L'analyse d'impact réalisée par EDF dans la note [4] a consisté à évaluer l'impact de la seule durée de fonctionnement (étendue de VD4 à VD4 + 20 ans) toutes choses prises égales par

Orientations retenues par EDF pour la mise à jour des DRR lors de la quatrième visite décennale des réacteurs du palier 900MWe et pour la poursuite de fonctionnement jusqu'à VD4 + 20ans

ailleurs aux données d'entrée retenues pour les troisièmes visites décennales (à titre d'exemple, le DDS, les règles de conduite, les modifications matérielles de la VD3 ont été utilisées).

En pratique, une durée de fonctionnement de 500 000 heures correspondant à une durée de fonctionnement couvrant VD4 + 20 ans a été retenue.

EDF a ainsi évalué l'impact de la durée de fonctionnement :

- d'une part vis-à-vis du nombre d'occurrences des situations de fonctionnement participant à l'évaluation des facteurs d'usage des zones en question, dans le but de déterminer l'impact sur la sensibilité à la fatigue ;
- d'autre part vis-à-vis des caractéristiques des matériaux utilisées pour la détermination du risque de rupture brutale.

La démarche retenue dans cette étude a permis à EDF d'analyser l'impact du passage à une durée de fonctionnement correspondant à VD4 + 20 ans sur les valeurs de facteurs d'usage et de facteurs de marges (ou des tailles de défauts conventionnels et/ou critiques) obtenus dans les DRR du palier 900 MWe mis à jour à l'état VD3, afin de déterminer les zones qui pourraient potentiellement devenir sensibles à cette échéance, ainsi que celles qui devraient le rester.

Ce travail réalisé par EDF est destiné à avoir plusieurs applications, parmi lesquelles :

- aider à la définition des études à mener et/ou à approfondir dans les DRR (à l'occasion de la VD4 entre autres) ;
- servir de donnée d'entrées pour la mise à jour des Dossiers d'Aptitude à la Poursuite d'Exploitation (DAPE) des composants ainsi que des Fiches d'Analyse du Vieillessement (FAV) ;
- anticiper le développement de nouveaux essais non destructifs éventuels.

Dégradations considérées en l'état des connaissances VD3

Les différents mécanismes de dégradation des matériaux pouvant amener à une perte d'intégrité de l'appareil (par fissuration ou par rupture brutale entre autres) retenus par EDF, sont rappelés ci-dessous :

- vieillissement sous irradiation des aciers faiblement alliés de type 16MND5 ;
- vieillissement thermique :
 - des aciers faiblement alliés ;
 - des soudures homogènes austénitiques ;
 - des composants moulés en inox austénoferritique ;
 - des liaisons bimétalliques ;
 - des aciers martensitiques ;
 - des aciers carbone-manganèse ;
- corrosion sous contrainte (sans irradiation) :
 - des aciers austénitiques ;
 - des alliages à base nickel de type Inconel 600/182/82 ;
- corrosion-érosion des aciers non ou faiblement alliés.

Actualisation de l'étude

EDF rappelle que les caractéristiques mécaniques liées à ces différents mécanismes sont potentiellement impactées par une prolongation de la durée de fonctionnement et que les résultats de cette étude sont susceptibles d'évoluer lors de la mise à jour des DRR.

Ils seront réactualisés lors de la mise à jour des dossiers DRR à l'occasion de la VD4 (à l'horizon 2017-2018), en tenant compte également du nouvel état de référence de chaque palier, et le cas échéant, des évolutions des pratiques d'ingénierie.

4.2 Zones susceptibles de devenir sensibles à la fatigue et à la rupture brutale à l'horizon VD4 +20 ans

4.2.1 Résultats de l'étude préliminaire

4.2.1.1 Zones susceptibles de devenir sensibles à la fatigue

Le tableau ci-dessous résume les zones sensibles à la fissuration par fatigue à l'échéance d'une durée de fonctionnement étendue à VD4 + 20 ans sur la base des données d'entrée disponibles lors de la VD3. Les zones en bleu sont les « nouvelles » zones sensibles.

Pour rappel, le classement des zones vis-à-vis du risque de fatigue a été défini comme suit :

Zone concernée	Zone sensible
Facteur d'usage > 0,5	Facteur d'usage > 1 ou zone concernée présentant des incertitudes fortes.

Tableau : classement des zones vis-à-vis de la fatigue

Sensibilité à la fissuration par fatigue à 60 ans		
matériels/composants	Zones	réacteurs
Pressuriseur	zone singulière soudure manchette thermique/embout tubulure expansion	900
	zone singulière soudure manchette cannes chauffantes/fond	900
Générateur de vapeur	tubulure d'eau alimentaire, partie soumise à la stratification	BUG5, GRA1-2-4, DAM1-3,SLB1,TRI1-2-3
	plaque de partition	900
GMPP	zone singulière diffuseur/volute	900
	nouvelle liaison soudée bride / virole enveloppe barrière	900

Ligne d'injection du RIS en BF	jonction aval clapet RCPx22VP/coude ou tuyau 6 pouces	BF1 : FES2, BUG 3-5 BF3 : FES1, BUG2-4 BF1,2,3 : CPY (sauf BF3 de CP5)
	jonction amont clapet RCPxx22VP/coude 6 pouces	BF1 : FES1, BUG2-4 BF2 : CP0 BF3 : FES2, BUG3-5
	piquage des lignes d'injection RIS/RIB en BF (zones de mélange)	900
	soudure auxiliaire du piquage RIB 6 pouces	CP0
Ligne d'accumulateur RIS en BF (et refoulement du RRA en BF1 et BF3)	jonction aval clapet RCPx21VP/tuyau 12 pouces	CPY (sauf CP5 en BF1 et CP6 en BF3) BUG (sauf BUG2-4 en BF3 et BUG3-5 en BF1)
	jonction avant dernier coude avant piquage Bfx / tuyau 12 pouces	BF1 : CP6 BF3 : CP5
	jonction amont premier coude tronçon non isolable BF2 / tuyau 12 pouces	CPY
Ligne d'aspersion du RRA en BC2	jonction aval second coude après piquage BC2/t 12 pouces	900
	jonction amont clapet RCP215VP/tuyau 14 pouces	900
Ligne de charge du RCV en BF	jonction aval clapet RCP223VP/tuyau 3 pouces ou coude 3 pouces	900
	piquage de la ligne de charge en BF (zone de mélange)	900
	Raccordement sous manchette du piquage PLCH	CP0 (sauf FES1)
Ligne d'aspersion du pressuriseur	jonction té 6"x2"x6" (CPY) ou 4"x2"x4" (CP0) / tuyau 2 pouces (té de l'aspersion auxiliaire)	900
	milieu du té 6"x2"x6"	CPY

	té de l'aspersion auxiliaire sur l'aspersion principale du pressuriseur (zone de mélange)	900
	soudure auxiliaire de l'embout	CP0, CP1 à CP4
Ligne de décharge du pressuriseur	jonction tuyau 4 pouces / bossage de purge 3/4 pouce	900
Piquage de la LEP sur la BC	manchette thermique	CP0
Tronçon commun ARE/ASG	zone soumise à stratification thermique	900
	tuyauterie ARE : soudures non arasées, côtés piquage ASG	900
	tuyauterie ARE : partie courante côté piquage	900
	tuyauterie ASG : soudure non arasée, côté clapet ASG	900
Robinetterie	clapet de charge RCV	900
	vanne d'aspersion principale	900
	vanne de refoulement RRA	CPY-CP0

Tableau : Zones sensibles à la fatigue à l'horizon VD4 + 20 ans en considérant les hypothèses retenues à la VD3 [2]

4.2.1.2 Zones susceptibles de devenir sensibles à la rupture brutale

Les études de risque de rupture brutale ont pour objectif d'analyser la capacité d'une zone à supporter la présence de grands défauts conventionnels lors des transitoires dimensionnants de 2^{ème}, 3^{ème} ou 4^{ème} catégorie tout en respectant des facteurs de marge imposés. Le tableau ci-dessous rappelle les conditions de classement.

Zone concernée	Zones sensibles
Tenue mécanique non démontrée pour un défaut conventionnel de profondeur égale à 3 hauteurs de passe de soudage sans être inférieure au quart de l'épaisseur et sans excéder la demi-épaisseur.	<ul style="list-style-type: none"> • Zones concernées dont le défaut conventionnel est inférieur à 20 mm ; • Zones pouvant fonctionner dans le domaine fragile ; • Zones dont le matériau présente une faible ténacité et un faible module de déchirure ($J_{IC} < 50 \text{ KJ/m}^2$ et $dJ/da > 20 \text{ MPa}$) ; • Zones présentant des sollicitations mécaniques importantes.

Tableau : Classement des zones vis à vis de la rupture brutale

Sensibilité à la rupture brutale à 60 ans			
Matériels / composants	Zones	Tranches	Observations
Produits moulés	Coudes moulés	900	-
	Piquages moulés	900	-
Tronçon commun ARE/ASG	Tronçon	900	-
ANG / ARE intérieur BR	Soudures de raccordement au GV soumises à stratification	900	Etudes en cours
	Soudure de raccordement au flasque de traversée	CPY	-
ANG / ARE extérieur BR	Soudure de raccordement au flasque de traversée	CPY	-
	Soudures de raccordement amont/aval du clapet	CPY	-
ASG intérieur BR	Soudures des deux coudes en aval de la traversée	FES1 (GV n°3)	-
VVP extérieur BR	Soudures de raccordement amont / aval de la vanne d'isolement vapeur	CP0	-
	Soudure de raccordement à la traversée BR	CPY	-
	Première soudure circulaire en aval de la traversée BR	CPY	-

Tableau : Zones sensibles à la rupture brutale à l'horizon VD4 + 20 ans en considérant les hypothèses retenues à la VD3 [2]

La zone de cœur des cuves reste également sensible à la rupture brutale.

4.2.2 Position du rapporteur

Le rapporteur note que, selon l'étude préliminaire, le nombre de zones jugées comme étant potentiellement sensibles à un mode de dégradation est en légère augmentation par rapport aux zones jugées sensibles à l'horizon de la VD4.

Les résultats de cette étude seront vérifiés par EDF lors la mise à jour définitive des DRR.

4.2.2.1 Zones susceptibles de devenir sensibles à la fatigue

Le rapporteur rappelle que cette analyse ne tient pas compte des effets néfastes de l'environnement sur la résistance à la fatigue tel que décrit dans le §5 de la partie 2 du présent document.

Générateur de vapeur

Le rapporteur note que, selon l'étude préliminaire, la tubulure d'eau alimentaire des GV installés lors des premiers remplacements devient une zone sensible. Ce sont les GV de remplacement de type 51B (RGV sur le réacteur n°1 du site de Dampierre en 1990) et certains GV de remplacement de type 47/22 (RGV sur le réacteur n°1 du site de Gravelines en 1994).

Il convient de rappeler que la tubulure d'eau alimentaire est soumise à la fatigue thermique. En conséquence, les soudures de cette tubulure tant sur la virole de GV que sur la tuyauterie ARE sont contrôlées périodiquement au titre du suivi en service. Néanmoins, la tubulure en elle-même et notamment la soudure de la manchette ne sont pas contrôlées.

Par ailleurs, les piquages sur la virole secondaire pourraient également devenir sensibles à l'horizon VD4 + 20 ans.

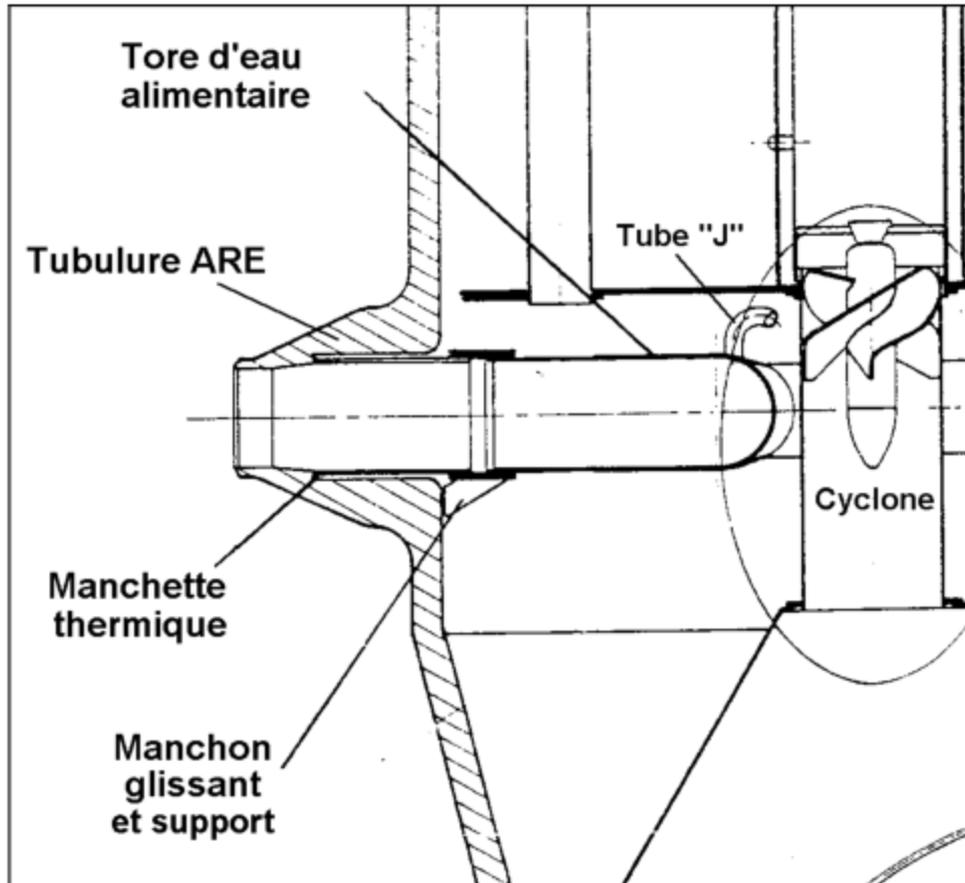


Figure : Schéma de la tubulure ARE et de la manchette thermique

Groupe Moto Pompe Primaire

Le rapporteur note que, selon l'étude préliminaire, les barrières thermiques (BT) ont été rénovées sur la période 1998-2004. La durée de fonctionnement de ces BT rénovées a été estimée à 30 ans par le constructeur, donc inférieure à la limite VD4 + 20 ans. Le facteur d'usage calculé est de 0,90 (dans le rayon externe de la gorge de raccordement situé dans la zone 5 de la figure ci-dessous). Cependant, avec le nombre d'occurrences défini dans le DDS VD3, le facteur d'usage estimé à l'horizon de la VD4 + 20 ans peut être supérieur à 1, les chargements de chauffage/refroidissement étant dimensionnants. Toutefois, les zones susceptibles de fissurer sont soumises à des contraintes de compression, ce qui laisse entrevoir une possible marge sur la durée de fonctionnement. L'impact de ces contraintes de compression sur le facteur d'usage sera donc examiné par EDF dans le cadre d'un projet de R&D sur les GMPP.

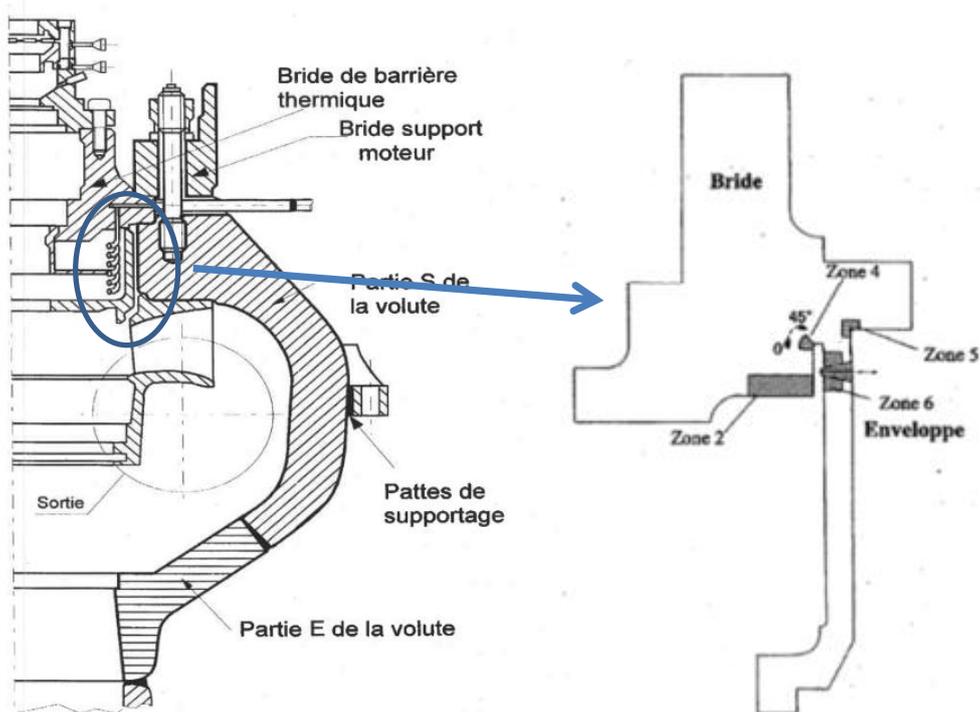


Figure : Schéma d'un GMPP (à gauche) et différentes zones de la barrière thermique (à droite)

Tuyauteries

Le rapporteur note, selon l'étude préliminaire, que la plupart des nouvelles zones sensibles concernent les lignes auxiliaires du CPP. Ainsi, cinq zones classées comme concernées dans le cadre de la VD3 sont susceptibles de devenir sensibles, par extrapolation, à l'horizon de la VD4 + 20 ans et de s'ajouter aux sept zones déjà identifiées sensibles.

Robinetterie

Le rapporteur note que, selon l'étude préliminaire, trois vannes seront sensibles à l'horizon VD4 + 20 ans ce qui représente deux vannes de plus qu'à l'horizon VD4. Ces deux vannes font déjà l'objet d'un suivi en service. En particulier, des visites internes sont prévues tous les cinq ans.

4.2.2.2 Zones susceptibles de devenir sensibles à la rupture brutale

Le rapporteur note qu'EDF n'identifie aucune nouvelle zone sensible à la rupture brutale.

Le rapporteur rappelle que des modifications de supportage étant en cours de déploiement sur les tuyauteries auxiliaires, les études mécaniques présentées ne sont pas à jour et devront être reprises. De même, les études de rupture brutale du CSP devront être reprises à partir des dernières notes à jour.

En dehors de ces zones dont le statut ne peut pas être établi, le rapporteur partage avec l'exploitant le classement des autres zones des CPP/CSP, à l'exception du coin de tubulure d'aspersion du pressuriseur.

Le rapporteur rappelle également que les résultats de cette étude seront révisés par l'exploitant en fonction des nouveaux résultats disponibles (notamment en termes de vieillissement des

aciers austénitiques).

Pressuriseur

Le défaut conventionnel n'ayant pas pu être justifié, EDF considère le coin de la tubulure d'aspersion comme étant concerné (voir figure ci-dessous). Le plus petit défaut critique obtenu vaut 11,4 mm de hauteur, en paroi, en 2^{ème} catégorie et dans le domaine ductile (à une température de 132°C, pendant le transitoire n°47 de mise en service de l'aspersion auxiliaire avec décharge RCV isolée). Au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur qu'il considérait que la hauteur du défaut de fabrication ne pouvait excéder 4mm (hauteur de la zone affectée thermiquement lors de la dépose du revêtement en acier inoxydable) et donc que la zone n'était pas à classer comme sensible.

En cohérence avec l'avis de l'IRSN [5] et du fait que le défaut justifié présente une profondeur inférieure à 20 mm, le rapporteur considère que le coin de la tubulure d'aspersion devrait être classé comme sensible à la rupture brutale dans l'attente de justification complémentaire.

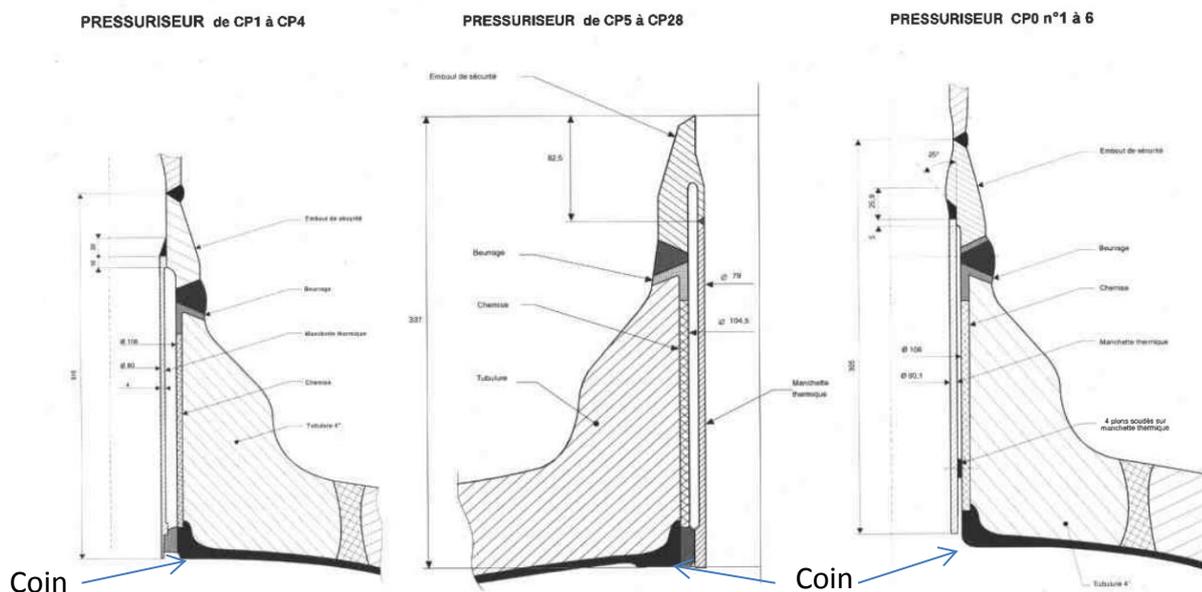


Figure : Schémas représentant les tubulures d'aspersion en fonction des types de réacteurs.

Cuve

Selon l'analyse d'EDF l'impact à VD4 + 20ans présentée dans la partie 1 du présent rapport, aucune zone ne devient sensible à la fissuration par fatigue à l'échéance de la VD4 + 20 ans. Ce résultat est en partie lié au programme de remplacement des couvercles intervenu entre 12 et 14 années après leur mise en service.

Concernant le risque de rupture brutale, le rapporteur partage avec l'exploitant le fait que la zone de cœur reste une zone sensible à VD4 + 20 ans. Par contre, le rapporteur estime que le caractère non sensible des coins de tubulures à VD4 + 20 n'est pas démontré. Des analyses complémentaires tant sur l'aspect matériau que sur celui des études de rupture brutale sont en cours.

4.2.2.3 *Recommandations*

Le rapporteur note que cette étude préliminaire s'intéresse principalement aux phénomènes de fatigue et de rupture brutale. Toutefois l'intégralité des modes de dégradation devra être pris en compte lors de la mise à jour des DRR.

Le rapporteur considère que les nouvelles zones sensibles à un mode de dégradation qui seront identifiées lors de la mise à jour des DDR, devront faire l'objet d'un contrôle « point zéro » au plus tard lors de leur VD4 afin d'apporter une garantie quant à l'état réel des appareils.

Au regard de l'échéance de la première VD4 qui aura lieu en 2019, le rapporteur considère qu'EDF dispose du temps suffisant pour développer et qualifier les essais non destructifs adaptés.

Recommandation 1

Le rapporteur recommande qu'EDF procède à des contrôles de l'ensemble des nouvelles zones identifiées comme sensibles à un mode de dégradation au plus tard lors de la VD 4 du réacteur concerné. Le rapporteur considère que les procédés d'essai non destructif employés devront faire l'objet, préalablement à leur utilisation, d'une qualification.

Par ailleurs, le rapporteur rappelle aussi la demande D10 du courrier [8] « *Au regard de l'extension de la durée de fonctionnement envisagée, l'ASN vous demande de renforcer le programme de contrôle :*

- *des zones des EIP qui sont déjà surveillées ;*
- *par sondage des zones des EIP qui ne sont pas surveillées actuellement ;*
- *des matériels dont la défaillance due à des dégradations liées au vieillissement pourrait avoir un impact sur l'accomplissement de la fonction d'EIP. L'ASN vous demande de compléter votre plan d'action visant à vous prémunir contre les risques d'endommagement liés au vieillissement de ces matériels dans la perspective d'une durée de fonctionnement des réacteurs de vingt années supplémentaires après les quatrièmes visites décennales. »*

De plus, conformément aux dispositions de l'article 15 de l'arrêté [1] et sa circulaire, le rapporteur considère que *la visite complète est l'occasion de vérifier le bon état de parties du réacteur non visitées habituellement.* En conséquence, les zones concernées par le risque de fissuration par fatigue devraient faire l'objet d'un examen par sondage élargi afin d'apporter une garantie complémentaire quant à la validité des études. Au regard du caractère non générique et non pérenne, le rapporteur considère que ces examens pourront être réalisés à titre d'expertise dans les conditions de l'article 8 de l'arrêté [1].

Recommandation 2

Le rapporteur recommande qu'EDF renforce son programme de contrôle sur les zones concernées par le risque de fissuration par fatigue.

Partie 2 : Orientations prises pour la mise à jour des DRR

1 Dossier des Situations (DDS)

1.1 Retour d'expérience sur la comptabilisation des situations

EDF estime que les extrapolations réalisées, à partir de la comptabilisation des situations, montrent que les nombres d'occurrences des situations faisant l'objet d'un suivi en exploitation permettront de couvrir une durée de fonctionnement étendue à VD4 + 20 ans des réacteurs (notamment en réaffectant certains transitoires en situation de dépassement à d'autres transitoires sous utilisés).

Toutefois, au regard du retour d'expérience, EDF souhaite modifier la description de certaines situations détaillées ci-dessous afin de faciliter l'attribution des transitoires réels aux situations prévues à la conception.

L'analyse qui est présentée ci-dessous est donc indicative. Une analyse d'impact précise sera réalisée lors de la première étape de la mise à jour des DRR (cf partie 1 du présent rapport).

Situation de grands chauffage ou refroidissement

Pour les situations 1x de grand chauffage et plus particulièrement pour les situations 2x de grand refroidissement, le dépassement d'une évolution de température de 30°C/h quand le transitoire présente plus d'un palier intermédiaire rend leur comptabilisation difficile. EDF estime nécessaire que ces situations intègrent un nombre réaliste de paliers intermédiaires des grands chauffages et refroidissements pour en faciliter la comptabilisation.

Passage de l'arrêt à froid à l'arrêt à chaud et inversement

Pour les situations 1A (arrêt à froid vers arrêt à chaud après rechargement) et 2A (arrêt à chaud vers arrêt à froid pour rechargement), EDF considère que l'amplitude de la pression secondaire (valeur maximale pour être attribué à la situation 1A ou 2A) doit passer de 69,2 bars à 72,3 bars.

Pour les situations 1B (arrêt à froid vers arrêt à chaud après intervention) et 2B (arrêt à froid vers arrêt à chaud pour intervention), EDF considère l'amplitude de la température primaire (valeur maximum pour être attribuée à la situation 1A ou 2A) doit passer de 246°C à 270°C.

Mise en service du RRA

Pour la situation 42B (mise en service du RRA), EDF souhaite porter l'amplitude maximale de la température RRA de 152°C à 160°C.

Le rapporteur rappelle que dans le cadre de la prise en compte des effets de bras mort, EDF avait abaissé le seuil d'attribution de ce transitoire de 157°C à 152°C et avait argumenté que cet abaissement n'avait pas d'impact au vu du retour d'expérience [3].

Transitoires relevant du fonctionnement en prolongation de cycle ou avec un déclenchement du système d'injection de sécurité intempestif

EDF considère qu'il est nécessaire de réévaluer un certain nombre de situations de 2^{ème} catégorie impliquant une différence de pression ΔP primaire/secondaire de 120 bars afin de faciliter la comptabilisation de transitoires relevant du fonctionnement en prolongation de cycle ou avec un déclenchement d'injection de sécurité intempestif présentant :

- un dépassement de la différence de pression ΔP primaire/secondaire prévue ;
- des chocs froids spécifiques.

Transitoires associés aux situations des zones sensibles à la fatigue thermique

Selon EDF, la poursuite du fonctionnement jusqu'à VD4 + 20 ans ne modifie pas la liste des zones de mélange sensibles à la fatigue.

Toutefois, EDF précise que le bilan du suivi des zones sensibles fait apparaître des temps de fonctionnement sur certaines plages de température au-delà de ceux qui ont été pris en compte dans le dossier « Fatigue thermique des zones de mélange » et des sous-consommations sur d'autres (zone de mélange ARE/ASG notamment). EDF souhaite revoir le temps de fonctionnement dans les différentes plages.

Conséquences de l'écart physique du dôme

L'écart physique du dôme (cf. partie 1 du présent rapport) a conduit EDF à réviser certains transitoires du DDS (repli sans GMPP) notamment en intégrant de nouveaux profils thermo-hydrauliques sur des conditions de 3^{ème} et 4^{ème} catégories (notamment des brèches) et à créer une nouvelle situation en 2^{ème} catégorie, la situation 15 : «Perte Totale des Alimentations Electriques Externes (PTAEE) sans redémarrage des GMPP dans les deux heures » associé à un nombre d'occurrences de cinq.

1.2 Impact du passage à VD4 + 20 ans sur l'occurrence des situations définies à la conception

Dans une note de 2011, EDF a détaillé le bilan, sur l'ensemble des tranches du palier 900 MWe, de toutes les situations dont la valeur maximale extrapolée à VD4 + 20 ans atteindra ou dépassera le nombre d'occurrences affectées à ce jour par les DDS. La note précise le nombre de tranches concernées par cette perspective de dépassement et les solutions que l'exploitant envisage de mettre en place dans l'éventualité de ces dépassements.

A titre d'exemple, pour les réacteurs de Dampierre 1 ou de Dampierre 3 qui sont les plus impactés, sur un total de 153 situations de 2^{ème} catégorie identifiées à ce jour, les prévisions de cas de dépassement avéré ou potentiel du nombre d'occurrences, à l'horizon VD4 + 20 ans sont les suivantes :

- prévision à l'horizon des VD4 : 5 situations dépasseraient le nombre d'occurrence prévue (soit 3 % de l'ensemble des situations) si l'exploitant n'entreprendait aucune action correctrice ;
- prévision à l'horizon VD4+20 ans : 11 situations dépasseraient le nombre d'occurrence prévue si l'exploitant n'entreprendait aucune action correctrice, soit 7 % des situations.

Actuellement, les dépassements avérés sont analysés et réaffectés sur d'autres situations sous-utilisées ou sur des situations d'amplitude thermique moindre.

Par rapport à ces résultats qui datent de 2011, la prise en compte des améliorations des procédures de conduite de chaque CNPE a permis de revoir à la baisse les prévisions de cas de dépassement estimés à l'horizon VD4 + 20 ans. Ainsi, le nombre de situations susceptibles de dépasser l'occurrence prévue est ramené à 4 pour Dampierre 1 à la VD4 et à 7 pour Dampierre 1 et 3 à l'échéance VD4 + 20 ans.

A ce jour EDF justifie les dépassements estimés à l'échéance de la quatrième visite décennale et à l'échéance VD4 + 20 ans sur les réacteurs de 900 MWe de la façon suivante :

- si le dépassement estimé concerne un réacteur et est lié à la méthode d'extrapolation qui surestime le poids d'une surconsommation « inhabituelle », l'exploitant du réacteur apporte les corrections de conduite nécessaires ;
- si le dépassement estimé ne concerne que quelques réacteurs en raison d'une surconsommation exceptionnelle, l'exploitant prévoit d'intervenir au cas par cas par la mise en place d'un plan d'action local, la réalisation d'une étude justificative particulière ou encore éventuellement par un ajustement justifié du nombre d'occurrences de situations dans le DDS ;
- si le dépassement estimé est observé sur plusieurs réacteurs, l'exploitant peut envisager une modification de conduite normale ou une modification des procédures de conduite en approche par état (APE) ou encore un ajustement justifié des nombres d'occurrences à l'occasion d'une mise à jour des DDS.

Position du rapporteur

Le rapporteur considère que le processus apparaît maîtrisé et que peu de situations dépasseront les hypothèses prévues à la conception à l'échéance VD4 + 20 ans. En cas de dépassement, une analyse au cas par cas reste possible soit en réaffectant les transitoires en dépassement, soit en recalculant le facteur d'usage cumulé de fatigue.

Le rapporteur note qu'au regard des améliorations, notamment de conduite, le nombre de situations possiblement en dépassement à l'échéance de la VD4 + 20 ans est en diminution.

1.3 Classements des brèches primaires

Les brèches sur le CPP sont réparties différemment en fonction des deux analyses suivantes :

- études d'accident du rapport de sûreté (RDS) issues du volume III « Sûreté » qui sont basées sur les conditions de fonctionnement de la centrale ;
- dossier des situations (DDS) (qui est similaire au volume II du rapport de sûreté « équipement et fonctionnement de la centrale ») qui décrit les transitoires à étudier qui alimentent les études mécanique de conception sur le CPP (dossier d'analyse du comportement, dossier rupture brutale, dossier de tenue en service des cuves).

Il apparaît que le classement des brèches en catégories en fonction des deux analyses ci-dessus n'est pas identique.

1.3.1 Définition des situations

Définition réglementaire applicable au DDS (ou rapport de sûreté volume II)

Il convient tout d'abord de rappeler les définitions réglementaires des situations de 3^{ème} et 4^{ème} catégories définies par l'arrêté [1] et identiques à celles de l'arrêté du 26 février 1974 qui était applicable lors de la construction des réacteurs de 900 Mwe.

La définition de 3^{ème} catégorie est la suivante : *Les situations de troisième catégorie sont les situations exceptionnelles dans lesquelles peut se trouver l'appareil dans des circonstances accidentelles très peu fréquentes mais dont l'éventualité doit être envisagée.* Ces situations doivent avoir une probabilité faible (inférieure à vingt fois dans la vie de la chaudière) et, après de tels événements, l'appareil doit pouvoir être remis en exploitation après des vérifications adéquates. L'arrêté [1] précise que les appareils doivent alors être requalifiés.

La définition des situations de 4^{ème} catégorie est la suivante : *Les situations de quatrième catégorie apparaîtraient dans des circonstances accidentelles hautement improbables dont les conséquences sur la sécurité de l'appareil sont cependant étudiées.* Ce sont les situations « hautement improbables auxquelles il serait possible de songer et que la probabilité d'apparition ne rend pas inconcevables ».

Définition retenue dans le rapport de sûreté (volume III)

Le rapport de sûreté précise que le classement des conditions de fonctionnement résulte d'une estimation à la fois de la gravité des conséquences et de la fréquence des initiateurs.

Le tableau suivant permet de classer les conditions de fonctionnement en fonction de la fréquence d'apparition de l'initiateur :

Catégorie	Types de conditions de fonctionnement	Fréquence d'apparition annuelle par réacteur
1	Fonctionnement normal et transitoires normaux d'exploitation	$f > 1$
2	Incidents de fréquence modérée	$10^{-2} < f < 1$
3	Accidents de fréquence très faible	$10^{-4} < f < 10^{-2}$
4	Accidents hautement improbables	$10^{-6} < f < 10^{-4}$

Tableau : classement des conditions de fonctionnement en fonction la fréquence d'apparition de l'initiateur

1.3.2 Etat des lieux et proposition d'EDF

Dans le rapport de sûreté (volume III) :

La taille de brèche maximale en 3^{ème} catégorie est de diamètre 1 pouce et donc les brèches de diamètre supérieur relèvent de la 4^{ème} catégorie. Ce classement est cohérent d'un point de vue de la sûreté du fait qu'une brèche supérieure à 1 pouce entraîne un découvrément du cœur.

Dans le DDS ou rapport de sûreté (volume II) :

Dans le chapitre 3 section 2 du volume II du rapport de sûreté du palier 900 MWe édition VD3, consacré aux dispositions générales prises pour assurer l'intégrité du circuit primaire principal, il est bien précisé que, conformément au DDS, trois tailles de brèches primaires sont considérées en 3^{ème} catégorie, à savoir des brèches de 2, 4 et 6 pouces.

Proposition d'EDF à VD4 + 20 ans pour le parc existant :

Dans le cadre de la poursuite de fonctionnement au-delà des 4^{èmes} visites décennales, EDF souhaite que le classement des situations du DDS soit aligné sur le classement du rapport de sûreté volume III : sûreté [9].

Le tableau ci-après récapitule les différents classements des brèches.

	1"	2"	3"	4"
RDS (volume III)	3 ^{ème} catégorie	4 ^{ème} catégorie		
DDS (parc)	3 ^{ème} catégorie			
EPR (RDS volume III et DDS)	3 ^{ème} catégorie		4 ^{ème} catégorie	
Proposition DDS VD4 + 20 ans	3 ^{ème} catégorie	4 ^{ème} catégorie		

Tableau : classement des différentes brèches dans les différents dossiers

Conséquence du changement de catégorie

Pour rappel, ce nouveau classement des situations aura notamment une influence sur les calculs de tenue mécanique des équipements présentant des indications. En effet, l'arrêté [1] prévoit d'appliquer les coefficients suivants sur le chargement en fonction des catégories :

	Amorçage	Instabilité
2 ^{ème} catégorie	1,3	2
3 ^{ème} catégorie	1,1	1,6
4 ^{ème} catégorie	-	1,2

Tableau : coefficients à appliquer aux chargements en fonction de la catégorie de situation

1.3.3 Position du rapporteur

Tout d'abord, le rapporteur rappelle qu'il faut distinguer **les conditions de fonctionnement** de tranches utilisées dans l'analyse de sûreté au regard des rejets radiologiques et des critères associés d'une part et **les situations de fonctionnement** retenus pour démontrer la tenue mécanique du CPP et des CSP, d'autre part.

Le rapporteur rappelle également que lors de la présentation à la Section Permanente Nucléaire (SPN) du dossier de tenue des cuves du palier 900 MWe en 1987, les brèches de taille supérieure à 1 pouce ont été classées en 3^{ème} catégorie sur la base d'une étude statistique dont les conclusions sont rappelées ci-dessous :

Taille de la brèche Primaire	Probabilité	Catégorie
1"	$1,2 \cdot 10^{-3}$	3
2"	$1,0 \cdot 10^{-3}$	3
3"	$2,3 \cdot 10^{-4}$	3
Rupture importante	$5,6 \cdot 10^{-5}$	4

Tableau : classement des situations issu de la SPN de 1987

Il convient de noter que le classement basé sur la probabilité d'occurrence de la situation est similaire à celui retenu pour le classement des conditions de fonctionnement.

Le rapporteur considère que, conformément à la méthodologie retenue lors de la SPN de 1987, le classement des brèches dans le DDS est déterminé sur la base d'étude statistique. Toutefois, EDF n'a avancé aucun argumentaire basé sur des études statistiques dans sa demande de modification du classement des brèches supérieures à 1 pouce.

Recommandation 3

Le rapporteur recommande que les petites brèches primaires jusqu'à 6 pouces soient maintenues en 3^{ème} catégorie dans le dossier des situations, en l'absence de justifications techniques des évolutions proposées.

Par ailleurs, dans l'hypothèse d'une attribution des brèches supérieures à 1 pouce aux situations de 4^{ème} catégorie, le rapporteur note qu'EDF ne s'est pas positionné sur les conditions de redémarrage d'un réacteur après une telle situation. En effet, si la réglementation prévoit un redémarrage après requalification des équipements après une situation de 3^{ème} catégorie, elle ne prévoit pas de disposition pour redémarrer un réacteur à l'issue d'une situation de 4^{ème} catégorie. Pour rappel, les brèches de diamètre supérieur à 1 pouce entraînent l'injection de sécurité avec un découvrement du cœur possible et une contamination du bâtiment réacteur.

1.4 Amélioration des connaissances des sollicitations dues aux chargements thermiques

1.4.1. Campagne d'instrumentation

L'objectif de la campagne d'instrumentation est d'affiner les connaissances des chargements thermiques pour les zones sensibles à la fatigue thermique du CPP / CSP, en particulier en configuration de bras mort. S'il y a lieu, les nouveaux chargements seront intégrés dans les DRR VD4 900 MWe.

La campagne d'instrumentation sur site comprend des mesures de température en peau externe obtenues grâce à des couronnes de thermocouples. Les mesures se concentrent sur les phénomènes thermohydrauliques que l'on retrouve dans les dossiers d'analyse du comportement (fatigue oligocyclique) :

- chocs thermiques ;
- stratification thermique.

Les lignes actuellement instrumentées sont :

- aspiration RRA en branche chaude (TRI1 et BLA2) ;
- ligne d'expansion du pressuriseur 900 MWe (BLA2) ;
- ligne RIS en branche froide (BUG5).

EDF a prévu d'analyser et exploiter les résultats à l'issue d'une année de fonctionnement (fin décembre 2014 pour TRI1, 1^{er} trimestre 2015 pour BLA2, en raison de difficultés relatives à l'acquisition des mesures, la période d'enregistrement disponible sur BUG5 en août 2015 ne sera que de trois semaines).

Les phénomènes de zones de mélange sont exclus de l'analyse, en particulier dans les profils de stratification où la turbulence est inhibée par les effets de gravité.

1.4.2. Méthode pour la reconstitution du champ thermique

La méthode inverse permet d'obtenir le champ thermique en peau interne à partir de mesures ponctuelles en peau externe.

Cette méthode a fait l'objet de tests sur des cas d'application variés. Afin de la rendre industrielle, une quantification des incertitudes a été réalisée. L'étude détermine, d'un point de vue thermique et mécanique, les incertitudes relatives à :

- l'erreur intrinsèque à la méthodologie et l'algorithme de résolution ;
- le filtre passe-bas constitué par la paroi de la tuyauterie : les fluctuations rapides n'atteignent pas la peau externe. Il est en particulier montré que des fluctuations en peau interne, par nature difficiles à reconstituer à partir de mesures en paroi externe, sont suffisamment bien reconstituées vis-à-vis de leur faible impact sur les contraintes de stratification ;
- l'écart statique de mesure des capteurs ;
- le placement de la couronne de thermocouples.

1.4.3 Position du rapporteur

Le rapporteur constate que l'acquisition de données avec plusieurs instrumentations est en cours. Ces mesures seront effectuées sur deux réacteurs au moins afin de consolider la reproductibilité des mesures de suivi. Le rapporteur constate que la note de méthodologie définit bien le domaine d'application mais que la validation de la méthode ne s'appuie que sur des calculs ou de la littérature scientifique mais ne comporte pas de recalage avec des essais.

Au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur de la programmation à venir d'essais complémentaires visant à consolider le domaine de validité de la méthode mise en œuvre pour évaluer les chargements en paroi interne des zones sensibles à la fatigue thermique.

Par ailleurs, le rapporteur note que s'il y a lieu, les nouveaux chargements seront intégrés dans les DRR VD4 900 MWe.

2 Dossier de Protection contre les Surpressions (DPS) ;

EDF n'a pas identifié de difficulté particulière relative à la mise à jour du DPS. L'échéance de mise à jour du DPS est prévue au 3^{ème} trimestre 2017.

Position du rapporteur

Le rapporteur considère que la mise à jour du DPS ne présente pas de difficulté particulière.

3 Dossier des plans

EDF considère que le dossier des plans sera mis à jour si besoin au préalable à la quatrième visite décennale.

EDF précise que les dossiers des plans « palier » sont utilisés pour les analyses du dossier d'analyse du comportement et du dossier « rupture brutale ».

Position du rapporteur

Le rapporteur rappelle que, conformément à l'article 5 de l'arrêté [1], *l'exploitant remet à jour les plans des appareils et les éléments concernés du dossier visé à l'article 4 lors de chaque modification de ceux-ci et transmet les plans et documents [à l'ASN] dans un délai de six mois.*

En conséquence, la mise à jour du dossier des plans, propre à chaque réacteur, est réalisée à chaque modification et le rapporteur considère que l'exploitant ne doit pas attendre la quatrième visite décennale d'un réacteur pour en effectuer la mise à jour.

4 Dossier Matériaux

Afin de disposer de données intégrant les résultats de R&D au fur et à mesure, EDF a établi une synthèse des données matériaux qui est réactualisée annuellement. Les éléments présentés dans cette section sont basés sur la mise à jour de 2014 de cette synthèse.

Dans le but d'alléger la lecture du rapport, le rapporteur ne présente dans ce rapport que les matériaux qui font l'objet de points particuliers. Les dégradations par matériaux listées dans le paragraphe suivant ne font donc pas toutes l'objet d'une présentation détaillée.

L'objet du dossier matériau est de fournir les caractéristiques matériaux (ou les modèles de prévision permettant de les obtenir) nécessaires pour la mise à jour des dossiers « rupture brutale » et des dossiers génériques pour une durée de fonctionnement correspondant à VD4 + 20 ans.

Le périmètre est limité aux zones du circuit primaire et du circuit secondaire principal concernées par des phénomènes de vieillissement (ou de dégradation) et pour lesquelles un allongement de la durée d'exploitation jusqu'à VD4 + 20 ans requiert une mise à jour des dossiers.

Le rapporteur rappelle que le vieillissement sous irradiation des cuves sera détaillé lors d'une présentation ultérieure au groupe permanent.

Le rapporteur rappelle également que le vieillissement thermique des « coudes moulés » sera détaillé lors d'une présentation ultérieure au groupe permanent.

4.1 Méthodologie retenue par EDF

Pour chacune des zones du circuit primaire et du circuit secondaire principal sensibles à des phénomènes de vieillissement (ou de dégradation), EDF a dressé un état des lieux des connaissances sur les mécanismes de dégradation (incluant le vieillissement) considérés, sur les caractéristiques matériaux impactées, sur les modèles de prévision utilisés et sur les valeurs à retenir à VD4 + 20 ans ainsi que sur les programmes de R&D associés, le cas échéant.

Les différents mécanismes de vieillissement (ou de dégradation) des matériaux qui sont considérés par EDF sont les suivants :

- - vieillissement sous irradiation :
 - des aciers faiblement alliés ;
 - des aciers austénitiques ;
 - vieillissement thermique :
 - des aciers faiblement alliés ;
 - des soudures homogènes austénitiques ;
 - des composants moulés en inox austénoferritique ;
 - des liaisons bimétalliques ;
 - des aciers martensitiques ;
 - des aciers carbone-manganèse ;
 - corrosion sous contrainte (sans irradiation) :
 - des aciers austénitiques ;
 - des alliages à base nickel de type Inconel 600/182/82 ;
 - corrosion-érosion des aciers non ou faiblement alliés.

Lors d'une prolongation de durée de fonctionnement jusqu'à 500 000 heures, ces mécanismes de vieillissement interviennent et conduisent à une dégradation de certaines caractéristiques matériaux comme :

- la ténacité (KIC, J) et la résilience (KV) ;
- la température de transition fragile/ductile (RT_{NDT}) ;
- la loi de comportement ($\sigma = f(\epsilon)$) ;
- les épaisseurs des composants ;
- et les tailles de défauts (éventuelles fissures de corrosion sous contrainte) à justifier.

Dans la plupart des cas les données sont disponibles avec un bon niveau de confiance. Parfois des besoins de compléments ou de consolidation sont apparus, qui ont donné lieu à l'engagement de programmes R&D d'acquisition de données complémentaires. La plupart des données seront disponibles à l'échéance 2015 ; certaines données complémentaires, attendues principalement à titre de consolidation, seront disponibles à échéance 2017.

4.2 Vieillissement sous irradiation des aciers faiblement alliés (zone de cœur de la cuve)

Analyse d'EDF

- Etat des connaissances :

Le vieillissement sous irradiation conduit à une diminution de la ténacité, d'où une augmentation du risque de rupture brutale.

Il existe un programme de surveillance de l'irradiation (PSI) pour chaque cuve, et EDF dispose de formules de prévision du décalage de la RT_{NDT} .

- Les caractéristiques impactées par le vieillissement sont la loi de comportement, la ténacité et la résilience.

- Analyse à l'échéance de la quatrième visite décennale :

Les formules de prévision du décalage de RT_{NDT} ont été récemment révisées à partir des résultats du programme de surveillance de l'irradiation.

- Analyse à l'échéance VD4 + 20 ans :

EDF dispose de formules de prévision du décalage de RT_{NDT} complétées par des résultats d'essais en piles permettant de couvrir 60 ans.

Pour anticiper la période VD4 + 20 ans, des capsules de réserve du programme de surveillance de l'irradiation (CPY et 1300) ont été insérées à partir de 1999 pour disposer dès la VD4 des durées d'irradiation supplémentaires de 10 et 20 ans, et un programme d'extraction optimisé des capsules a été mis en place.

- Programmes complémentaires :

Les programmes R&D (projet R&D Cuves et actions CEA associées) en accompagnement se poursuivent : essais en pile à fortes fluences, simulation numérique de l'irradiation, ténacité des zones de ségrégation, etc.

Position du rapporteur

En cohérence avec l'avis de l'IRSN [5], le rapporteur note que l'influence des contraintes de service sur le vieillissement des matériaux soumis à l'irradiation n'est pas prise en compte par

le programme de surveillance de l'irradiation (PSI) des cuves, et n'est pas traitée dans le dossier matériaux.

Au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur que des éléments de justification issus d'essais sur le réacteur Chooz A ainsi que de la littérature sont disponibles et tendent à montrer un effet négligeable des contraintes de service. Le rapporteur considère que les éléments complémentaires apportés par EDF au cours de l'instruction doivent être intégrés au dossier matériaux et à la note de synthèse mise à jour annuellement.

Le rapporteur rappelle que le vieillissement sous irradiation des cuves sera détaillé lors d'une présentation ultérieure au groupe permanent.

4.3 Vieillesse thermique des aciers moulés austéno-ferritiques

- Etat des connaissances :

Ces composants contiennent de la ferrite (de 5 à 25%), et sont donc sensibles au vieillissement thermique. Cette ferrite est métallurgiquement instable aux températures de fonctionnement des REP et se décompose en zones respectivement riches en fer et en chrome. De ce fait ces aciers sont sensibles au vieillissement thermique. Ce vieillissement thermique se traduit par une baisse de la résilience, une augmentation de la température de transition ductile/fragile et une baisse de la résistance à la déchirure ductile, associées à un durcissement de l'acier biphasé par l'intermédiaire de sa phase ferritique.

Etant moulés, la présence de défauts de fonderie est par ailleurs à considérer.

Pour la volute de GMPP, les éléments favorables à prendre en compte sont la sensibilité limitée au vieillissement thermique (chrome-équivalent faible), et une température basse de fonctionnement.

- Les caractéristiques impactées par le vieillissement sont la loi de comportement, la résilience et la ténacité.

- Analyse à l'échéance de la quatrième visite décennale :

Des formules de prévision de la résistance à la déchirure sont disponibles et validées pour une durée de fonctionnement représentative de la VD4.

La tenue à la rupture brutale des coudes et piquages moulés est justifiée formellement jusqu'en VD4.

- Analyse à l'échéance VD4 + 20 ans :

Pour une durée de fonctionnement jusqu'à VD4 + 20 ans, EDF prévoit d'utiliser de nouveaux modèles de prévision de la résilience et de la ténacité pour les nuances dites « avec molybdènes » et « sans molybdènes » issus de ses programmes de R&D.

La résistance à la déchirure atteint un palier bas pour des durées longues de vieillissement. Il n'y a pas de modification du mécanisme de vieillissement pour les durées d'exploitation de l'ordre de VD4 + 20 ans.

- Programme complémentaire

Un programme R&D « Produits moulés » en cours est à compléter éventuellement sur des produits sans molybdène, moins sensibles au vieillissement thermique, afin de mettre en évidence des marges.

Une consolidation des corrélations ténacité-résilience est à effectuer.

Il existe un mécanisme induit potentiel : la sensibilité à la corrosion sous contrainte (CSC) des aciers moulés vieillis. Pour cela, un programme de R&D est en cours, dans le cadre du projet « Produits moulés », avec une échéance à 2017.

Position du rapporteur

A ce stade de l'instruction, le rapporteur ne remet pas en cause les éléments présentés. Ce sujet est par ailleurs en cours d'instruction par l'IRSN.

Toutefois, lors d'une opération de remplacement de générateur de vapeur sans remplacement de coude, les contraintes liées aux cycles thermo-mécaniques lors du soudage créent une zone écrouie en bordure de ZAT (caractérisable par un effet dit « peau d'orange »). L'écrouissage est lié à la génération de dislocations. Ces dislocations sont favorables aux phénomènes de diffusion à courte distance et ce phénomène est un paramètre du vieillissement thermique. A ce jour, EDF n'a présenté aucun élément relatif à l'influence de l'écrouissage des produits moulés sur leur cinétique de vieillissement dans le dossier matériau.

Au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur que des éléments de justification étaient disponibles et qu'un programme d'essais complémentaires aura lieu. Le rapporteur considère que les éléments complémentaires apportés par EDF au cours de l'instruction doivent être intégrés au dossier matériaux et à la note de synthèse mise à jour annuellement.

Le rapporteur rappelle que le vieillissement thermique des « coudes moulés » sera détaillé lors d'une présentation ultérieure au groupe permanent.

4.4 Vieillissement thermique des soudures homogènes austénitiques

- Etat des connaissances :

Ces soudures homogènes en acier austénitique contiennent de la ferrite (de 5 à 15%), et sont donc sensibles au vieillissement thermique, particulièrement à 345°C (cas de la LEP par exemple).

Par ailleurs, la résistance à la déchirure initiale dépend du procédé de soudage.

- Les caractéristiques impactées par le vieillissement sont la loi de comportement, la résilience et la ténacité.

- Analyse à l'échéance de la quatrième visite décennale :

Les valeurs génériques de résistance à la déchirure codifiées dans le RSE-M sont obtenues sur des joints soudés réalisés à l'électrode enrobée ou en fil/flux (vieillis 10 000 h à 400°C), et sont considérées comme représentatives d'un « état vieilli ».

- Analyse à l'échéance VD4 + 20 ans :

Il n'y pas de données spécifiques à ce jour. Les valeurs VD4 codifiées dans le RSE-M (pour un état vieilli, pendant 10 000 h à 400°C) sont donc retenues.

Ces valeurs ne sont pas conservatives et il est nécessaire de disposer de données de vieillissements d'une durée supérieure, équivalentes à 60 ans à 325°C et à 345°C (pour les soudures de la LEP et du pressuriseur dans le second cas).

Il est également nécessaire d'avoir des valeurs sur un nombre de joints plus important couvrant la variabilité des procédés de soudage.

De plus, le vieillissement conduit à accentuer la sensibilité à la corrosion sous contrainte des joints.

- Programmes complémentaires :

Des programmes matériaux ont été lancés pour la fabrication de maquettes de joints soudés fil-flux et TIG (épaisseur 80 mm) et fil-flux (épaisseur 30 mm), et la détermination de valeurs

de résistance à la déchirure sur des produits représentatifs des différentes fabrications, vieillis à un équivalent de 60 ans à 325°C d'une part et à 345°C d'autre part. Les données de ténacité après vieillissement seront disponibles respectivement en 2016 et en 2018. Pour le mécanisme induit (la CSC des soudures vieilles), une étude de sensibilité à la corrosion sous contrainte des joints vieillis s'achèvera en 2016 (programme R&D MAI en collaboration avec EPRI et TEPCO).

Position du rapporteur

Le rapporteur note que des programmes sur maquettes ont été engagés pour préciser et valider les données disponibles sur le vieillissement des joints soudés du CPP. Le rapporteur note que ces programmes portent sur des soudures réalisées par procédés fil-flux, électrodes enrobées ou « tungsten inert gas » (TIG) utilisés sur le CPP mais ne couvrent pas certains procédés particuliers utilisés par le passé sur le CPP tels que les soudures électroslag des volutes de GMPP des réacteurs de type CP0.

Au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur que seul le procédé électroslag n'était pas traité dans le dossier matériaux et que des données issues d'une campagne d'essais effectuée dans les années 90 sur des joints vieillis montraient des résultats satisfaisants. Le rapporteur considère que les éléments complémentaires apportés par EDF au cours de l'instruction doivent être intégrés au dossier matériaux et à la note de synthèse mise à jour annuellement.

5 Dossiers d'Analyse du Comportement (DAC) et Dossiers d'analyse à la Rupture Brutale (DRB) pour le CPP et le CSP

EDF a proposé les deux nouvelles méthodes d'analyse mécanique détaillées ci-après dans le but de justifier la tenue mécanique des composants :

- la méthode de « relaxation des contraintes secondaires » a pour objectif d'utiliser un modèle élasto-plastique afin de justifier la résistance à la rupture brutale des tuyauteries primaires ;
- la redéfinition du référentiel d'analyse de résistance à la fatigue des aciers austénitiques a pour objectif de mettre à jour la courbe de conception historique (datant de 1962) et prendre en compte les effets néfastes de l'environnement (eau chaude borée) sur la résistance à la fatigue.

5.1 Relaxation des contraintes secondaires

5.1.1 Position du problème

Les opérations de Remplacement de Générateur de Vapeur (RGV), de remplacement de coude primaire ou de remplacement de tronçon de branche froide (RTBF) créent des déplacements résiduels auxquels correspondent des torseurs d'efforts rémanents. Ces efforts peuvent se cumuler, à chaud, aux efforts liés à la dilatation thermique et à la pression. S'il y a plastification en un point de la ligne, alors les efforts induits par les déplacements et la dilatation thermique sont limités par la loi de comportement élastoplastique en ce point. Les chargements issus de déplacements imposés comme le RGV et la dilatation thermique ont un caractère secondaire au sens de la terminologie retenue par EDF.

Dans la méthode de calcul actuelle, les chargements sont cumulés de manière élastique, ce qui

peut se révéler très conservatif lorsque la tuyauterie étudiée plastifie. EDF considère que cette évaluation trop sévère du chargement imposé à une ligne de tuyauterie peut conduire à une difficulté de justification mécanique de celle-ci, notamment vis-à-vis de la rupture brutale très sensible au niveau de chargement.

5.1.2 Proposition d'EDF

Sur la base de la méthode déjà appliquée aux dossiers « produits moulés » lors de la VD3 du palier 900MWe et de la méthode codifiée dans le RCC-MRx, EDF a proposé la codification d'une méthode de calcul mécanique permettant d'estimer les chargements plus réalistes induits par les contraintes dites « secondaires » [6]. EDF prévoit d'utiliser cette méthode pour le calcul à la résistance à la rupture brutale des tuyauteries primaires.

Les contraintes retenues comme secondaires sont les suivantes :

- moments liés aux opérations de remplacement ;
- moments liés à la dilatation thermique ;
- moments associés à l'écart physique du dôme de la cuve (voir partie 1).

Cette méthode permet de déterminer les efforts résultants des contraintes secondaires après plastification du matériau en cohérence avec sa loi de comportement (effort moins important que dans l'hypothèse d'une déformation purement élastique).

De plus, EDF précise que cette méthode sera tout d'abord utilisée dans le cadre de la troisième visite décennale des réacteurs de 1300 MWe afin de justifier la tenue mécanique des tuyauteries du circuit primaire principal suite à l'impact de l'écart physique du dôme.

5.1.3 Position du rapporteur

Le rapporteur estime que la démarche de l'exploitant de prendre en compte la relaxation des moments secondaires est acceptable dans son principe puisqu'il s'agit d'un comportement physique de matériaux qui présentent, au niveau des boucles primaires du circuit primaire principal, une ductilité suffisante.

Toutefois, le rapporteur attire l'attention sur les deux points suivants :

- la méthode vise à rendre acceptable par un calcul plus réaliste des chargements qui pourraient conduire à des dépassements de critères. Il s'agit surtout de chargements « additionnels » car non prévus à la conception comme les moments créés par les RGV ou ceux induits par l'écart physique du dôme. Dans la mesure où il s'agit de réduire leur influence sur les résultats, cette méthode ne peut s'appliquer qu'à des chargements maîtrisés et connus avec une bonne précision.
- la codification de la méthode doit conduire à une démarche enveloppe qui aboutisse à une relaxation minorée des efforts secondaires. A ce titre, les calculs devront être faits avec des modèles de boucles les plus pénalisants possibles compte tenu de la variabilité des équipements (présence de surépaisseur, borne supérieure de la limite d'élasticité, vieillissement thermique des coudes...). Les modèles — quand ils seront disponibles — devront être regardés sur ce point avec attention.

Par ailleurs, le travail de codification étant en cours, l'intégration de cette méthode dans le cadre de la mise à jour des DRR n'est pas encore connue avec précision.

5.2 Redéfinition du référentiel d'évaluation des calculs de fatigue

Les codes de construction (RCC-M, ASME...) présentent des courbes de comportement des matériaux vis-à-vis de la fatigue qui fait partie des phénomènes de dégradation limitant la

durée de vie d'un composant. Depuis plusieurs années, des travaux à l'international et en France ont été conduits afin de réévaluer les courbes de fatigue qui étaient basées sur des travaux de 1962. En complément de la réévaluation des courbes de conception, des travaux ont été menés afin d'évaluer et prendre en compte l'effet de l'environnement sur la fatigue. L'environnement considéré est la température élevée et le contact avec le milieu primaire.

Dans ce contexte et à la suite du GP d'orientation « Durée de fonctionnement » du 19 janvier 2012, EDF s'est positionné quant à la prise en compte des effets d'environnement avec deux propositions de modification du code RCC-M fin 2014 :

- une nouvelle courbe de conception « en air » ;
- un facteur permettant de prendre en compte les effets environnementaux sur le facteur d'usage.

A l'international, des travaux ont également été menés pour :

- l'établissement de nouvelles courbes moyennes de fatigue en air pour les aciers carbone, les aciers faiblement alliés, les aciers austénitiques et les alliages à bases de nickel ;
- la prise en compte des effets néfastes de l'environnement.

Les résultats américains sont aujourd'hui la référence internationale et sont présentés dans le rapport NUREG/CR 6909 de l'autorité de sûreté américaine (US NRC) et ont fait l'objet d'un code case à l'ASME.

Par ailleurs, il convient de noter que l'autorité de sûreté japonaise a proposé sa propre méthode pour évaluer l'effet de l'environnement.

5.2.1 Proposition d'EDF

L'établissement d'une nouvelle courbe de conception en air se décompose selon les deux étapes suivantes :

Etape 1 : Etablissement d'une courbe moyenne de fatigue en air issue d'essais.

Etape 2 : Application de coefficients sur la contrainte et sur le nombre de cycles sur la courbe issue des résultats expérimentaux.

Ces coefficients permettent de couvrir des incertitudes liées à la variabilité des matériaux et des résultats d'expérience, les effets d'échelle et de géométrie, l'état de surface et le fait que les essais sont réalisés en laboratoire. **Ce ne sont ni des marges, ni des coefficients de sécurité.**

Afin de prendre en compte l'effet néfaste du milieu primaire sur la résistance à la fatigue, EDF propose d'appliquer un facteur « environnement » sur le facteur d'usage calculé à partir de la courbe de conception en air. Ceci est cohérent avec les pratiques internationales.

5.2.1.1 Périmètre du travail d'EDF

Concernant la proposition de nouvelle courbe de conception, EDF n'a pas remis en cause la courbe établie dans le RCC-M pour les aciers faiblement alliés et, en conséquence, n'a proposé la modification du code que pour la courbe de conception des aciers austénitiques. EDF considère que cette courbe couvre, comme dans le RCC-M actuel, les aciers austéno-ferritiques et les alliages à base de nickel.

Pour ce qui concerne les effets d'environnement, EDF a établi une méthodologie pour les

aciers austénitiques couvrant les aciers austéno-ferritiques et les alliages à base de nickel. Quant aux aciers ferritiques, EDF précise que ceux-ci sont revêtus côté primaire et ne sont donc pas soumis aux effets de l'environnement du milieu primaire. Côté circuit secondaire, EDF ne considère pas d'effet d'environnement en raison du taux d'oxygène dissous insuffisamment élevé.

5.2.1.2 Nouvelle courbe moyenne en air issue des essais

EDF a établi une base de données d'essais pour des aciers inoxydables utilisés pour des matériels de niveau 1 à partir de l'ensemble des essais d'EDF et d'AREVA disponibles à ce jour. Il s'agit d'essais à déformation imposée dont les conditions de réalisation (température, état de surface, chargement) sont bien maîtrisées. EDF a ensuite analysé la pertinence de la courbe moyenne en air historique comparée à celle définie à partir de la nouvelle base de données. EDF constate que la nouvelle courbe moyenne est :

- plus pénalisante que la courbe historique ;
- proche de celles proposées à l'étranger.

La base de données d'EDF a été comparée aux données internationales pour vérifier la cohérence entre les différents matériaux et les résultats issus de plusieurs laboratoires. Pour EDF, les essais français sont cohérents avec les bases de données internationales et un consensus existe sur la définition de la courbe moyenne. Afin d'assurer une cohérence entre les différentes pratiques internationales, **EDF propose de retenir comme courbe moyenne la courbe proposée par le NUREG/CR 6909, comme indiqué sur la figure ci-après.**

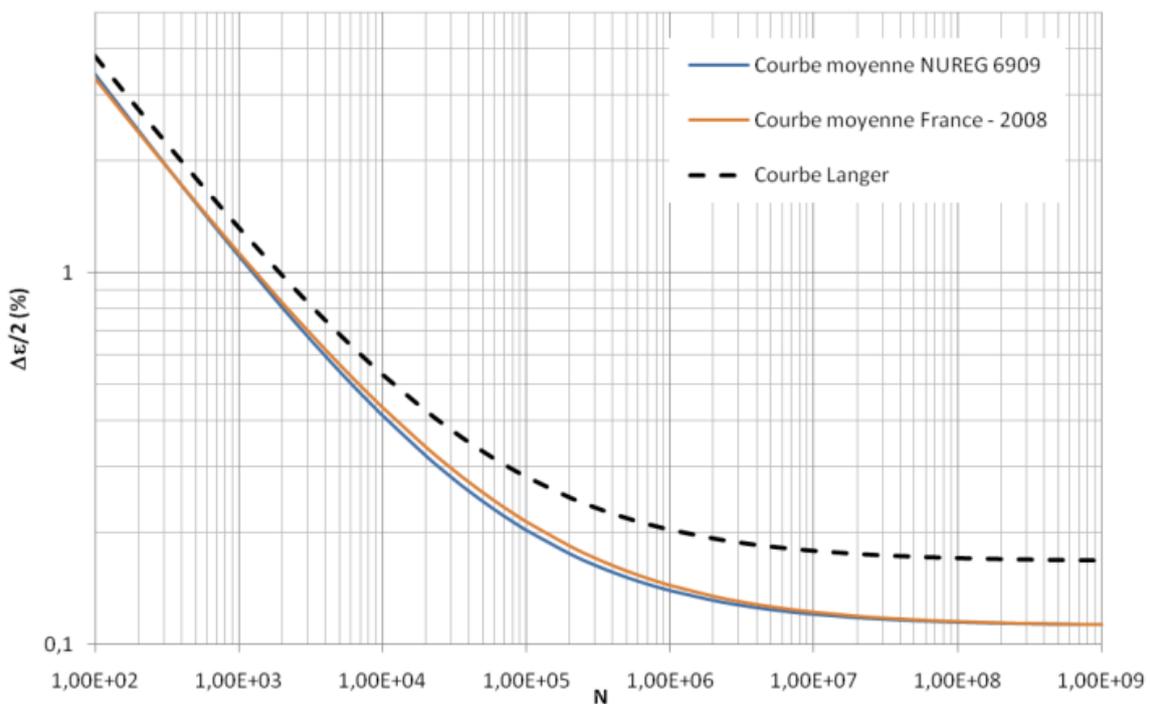


Figure : courbes moyennes en air issu des essais expérimentaux (la courbe de Langer est la courbe historique de 1962)

5.2.1.3 Nouveaux coefficients retenus

Les coefficients appliqués dans le RCC-M actuel sont de 2 sur les déformations et de 20 sur le nombre de cycles. Toutefois, pour EDF, ces facteurs 2 et 20 conduisent à une courbe de conception trop conservatrice.

En ce qui concerne le coefficient sur le nombre de cycles, un consensus international apparaît sur la réduction du coefficient 20. A titre d'exemple, le NUREG 6909 propose de retenir un coefficient de 12 sur la base des études statistiques réalisées. EDF propose de retenir un coefficient 10. Pour le coefficient sur les déformations, la proposition d'EDF diverge également de la position internationale (coefficient 2) puisqu'EDF propose de retenir un coefficient de 1,4.

EDF justifie que sur la base de ces études statistiques, les coefficients à retenir serait 7 sur le nombre de cycles et 1,4 sur la déformation. Toutefois, dans un souci de cohérence avec la courbe actuelle du RCC-M, EDF propose de retenir un coefficient de 10 sur le nombre de cycle ce qui conduit à « pré-intégrer » une partie des effets de l'environnement REP dans la courbe de conception en air.

EDF indique que la valeur de 1,4 s'explique par le fait que **les résultats expérimentaux français présentent une dispersion moindre** et est essentiellement due aux deux points suivants :

- il existe un plus faible nombre de matériaux dans le code RCC-M que dans les codes ASME ;
- les essais réalisés en France sont pilotés en déformation ce qui assure plus de cohérence entre les résultats.

Ces informations sont résumées dans le tableau suivant :

	RCC-M	NUREG	Proposition de codification d'EDF
Coefficient sur le nombre de cycles à la rupture	20	12	10 (7 + 3 couvrant une partie d'effet de l'environnement)
Coefficient sur la déformation	2	2	1.4

Tableau : Coefficient de passage de la courbe de fatigue en air à la courbe de conception

5.2.1.4 Nouvelle courbe de conception

Le choix d'EDF de retenir un coefficient de 10 sur le nombre de cycles conduit à une nouvelle courbe de conception proche de la courbe historique. EDF s'est intéressé, comme dans la courbe actuelle du RCC-M aux 10^6 premiers cycles. Selon EDF, les situations ayant une occurrence plus importante sont celles liées à la problématique « zone de mélange » dont un traitement spécifique existe déjà (au-delà de 10^6 cycles, la courbe RCC-M est prolongée par la courbe de l'ASME C). En conséquence, EDF prévoit de garder sa méthode actuelle pour les situations au-delà de 10^6 cycles. Les figures ci-dessous présentent :

- les courbes de conception du NUREG, du RCC-M actuel et de la proposition de codification d'EDF où l'on voit que la courbe du NUREG et la proposition d'EDF sont très proches jusqu'à 10^4 cycles.

- la courbe de la demande de modification du RCC-M pour les aciers austénitiques comparée à la courbe RCC-M actuelle où l'on voit que la proposition d'EDF est moins pénalisante pour les contraintes élevées et plus pénalisante pour les contraintes faibles (seuil à environ 1000 MPa).

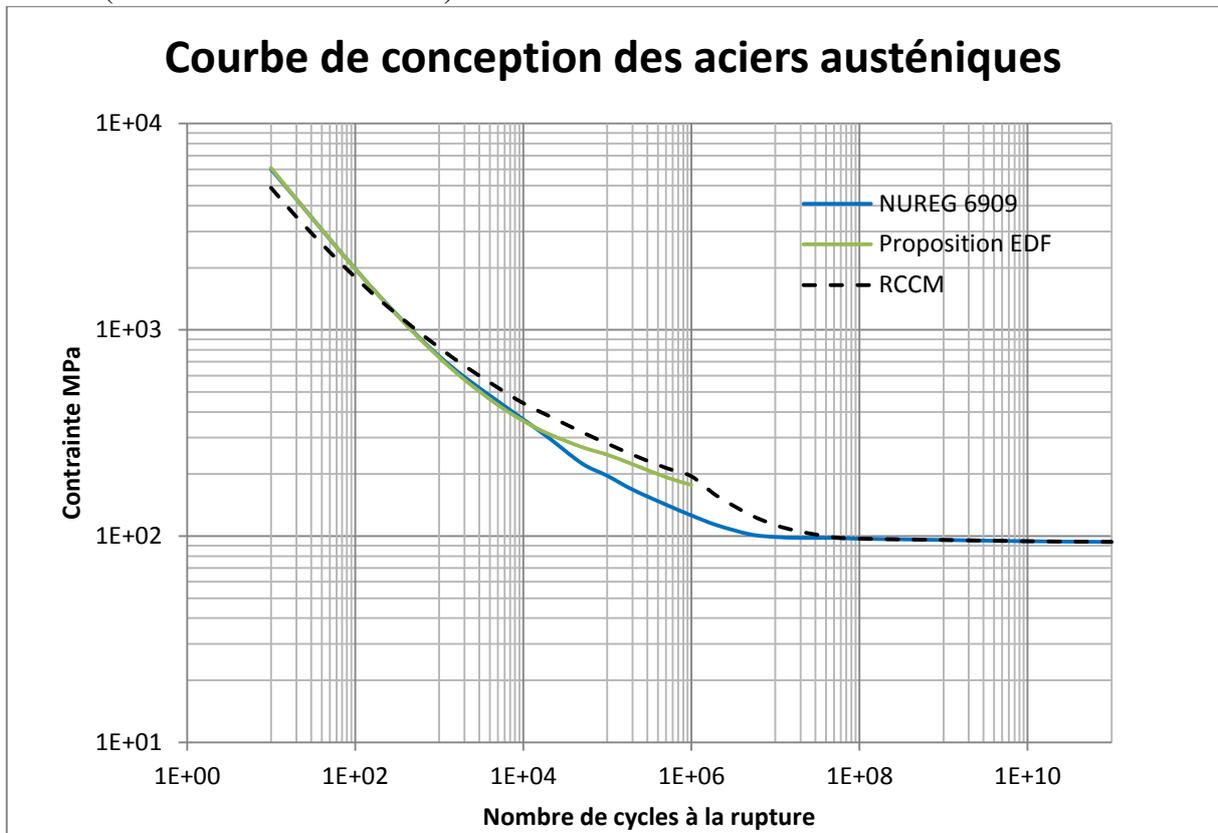


Figure : Comparaison des courbes de fatigue de conception du NUREG, du RCC-M actuel et de la proposition de codification d'EDF.

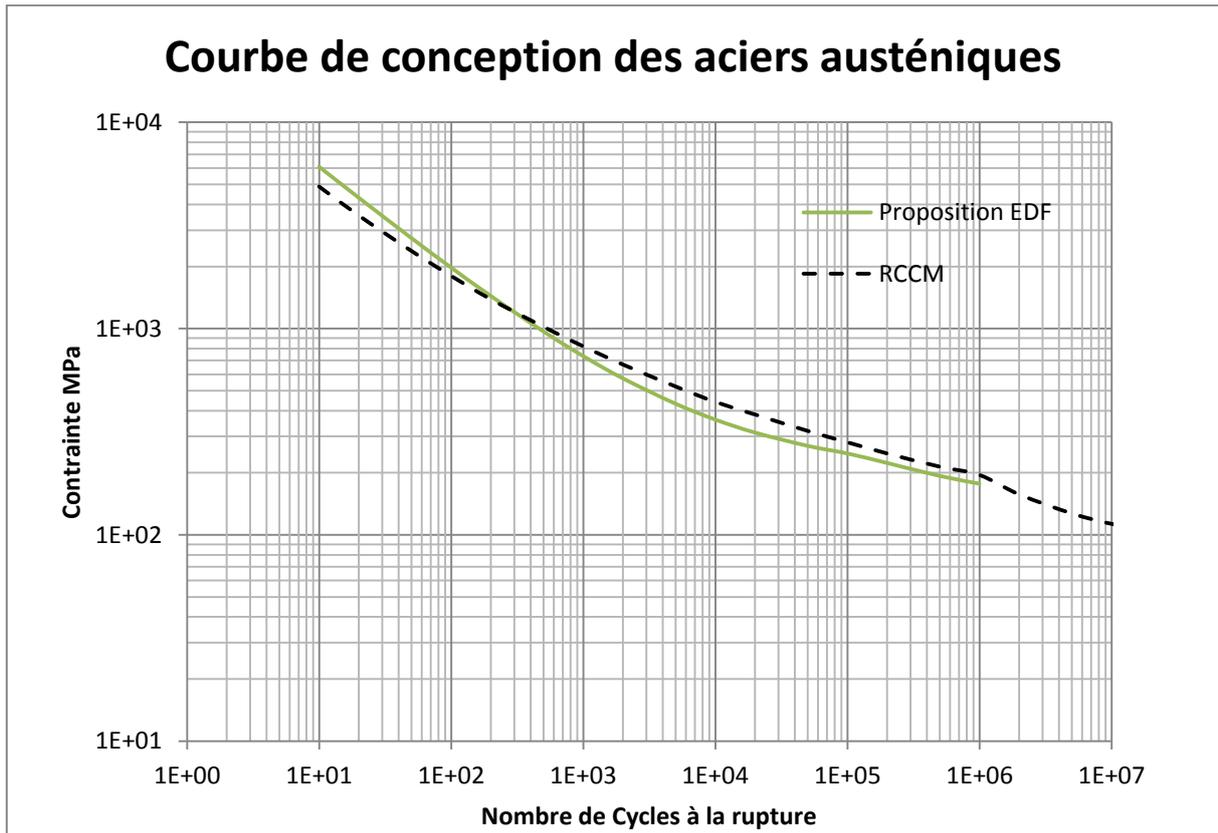


Figure : Comparaison des courbes de fatigue de conception du RCC-M actuel et de la proposition de codification d'EDF sur les 10^6 premiers cycles.

5.2.1.5 Prise en compte des effets d'environnement

Définition du F_{en}

Afin de prendre en compte les effets d'environnement, EDF a retenu une approche similaire à celle proposée par la NRC. Cette approche consiste à définir un facteur multiplicatif F_{en} permettant de passer du nombre de cycles en air au nombre de cycles en milieu primaire.

Le modèle proposé définit le facteur F_{en} tel que :

$$F_{en} = \frac{N_{rupture \text{ en air, } 25^{\circ}\text{C}}}{N_{rupture \text{ en eau}}}$$

Ce facteur est défini pour les aciers austéniques et austéno-ferritiques, pour chaque combinaison de transitoire i , tel que :

$$F_{en,i} = \exp(-O^* T^* \dot{\epsilon}^*)$$

avec T^* fonction de la température, O^* fonction de l'oxygène dissous et $\dot{\epsilon}^*$ fonction de la vitesse de déformation, tel que :

$T^* = 0$ (T<100°C) $T^* = (T-100)/250$ pour (150<T<325°C) $T^* = 1$ (T>325°C)	$\dot{\epsilon}^* = 0$ pour ($\dot{\epsilon} > 10\%/s$) $\dot{\epsilon}^* = \ln(\dot{\epsilon}/10)$ pour (0,0004< $\dot{\epsilon}$ <10%/s) $\dot{\epsilon}^* = \ln(0.004)$ pour ($\dot{\epsilon} < 0,0004\%/s$)	$O^* = 0,281$
---	---	---------------

F_{en} est donc fonction de :

- la température T^* à l'endroit de la surface où l'analyse à la fatigue est réalisée ;
- la teneur en oxygène dissous du fluide O^* (qui est une constante pour le matériau considéré) ;
- la vitesse de déformation $\dot{\epsilon}^*$ à l'endroit de la surface où l'analyse à la fatigue est réalisée.

Calcul du facteur d'usage prenant en compte les effets d'environnement

En pratique, le calcul se déroule de la façon suivante.

Etape 1 : calcul du facteur d'usage f_u sans prise en compte des effets d'environnement.

Etape 2 : calcul de chaque facteur d'usage U_i et de $F_{en,i}$ pour chaque combinaison de transitoire i.

Etape 3 : EDF propose ensuite de définir le F_{en} « global » pour la zone concernée par la formule suivante :

$$F_{en} = \frac{\sum_i U_i * F_{en,i}}{\sum_i U_i}$$

Etape 4 :

Du fait qu'EDF considère que la courbe de conception intègre déjà une partie des effets d'environnement, EDF a proposé de prendre en compte les effets d'environnement qu'à partir de $F_{en} > F_{en-intégré}$.

Cette valeur de F_{en} intégré, qui a été déterminée sur la base de 23 essais, présente les valeurs suivantes :

- $F_{en-intégré} = 3$ minimum ;
- $F_{en-intégré} = 5$ dans le cas particulier où la zone est principalement sollicitée par des chargements où la vitesse de déformation est particulièrement élevée comme certains chocs thermiques.

EDF propose ensuite de prendre en compte le caractère « intégré » des effets d'environnement dans la courbe de conception de la façon suivante :

- Si le calcul du F_{en} conduit à une valeur inférieure au $F_{en-intégré}$ alors le F_{en} est corrigé et vaut 1 ;
- Si le calcul du F_{en} conduit à une valeur supérieure au $F_{en-intégré}$, alors F_{en} "révisé" = $\frac{F_{en}}{F_{en-intégré}}$

Etape 5 :

Le facteur d'usage de la zone concerné est finalement calculé en prenant en compte les effets d'environnement selon :

$$f_{u_{en}} = f_u * F_{en}$$

5.2.1.6 Mise à jour des DRR

Analyse d'impact de la nouvelle courbe en air

Dans le cadre de la mise à jour des DRR, EDF prévoit d'identifier les zones impactées par la redéfinition de la courbe de référence des aciers austénitiques afin de reprendre les calculs si besoin.

Ensuite, EDF prévoit de reprendre les calculs qui sont impactés soit par la mise à jour des DDS, soit par les chargements (calculs de boucles). Les zones concernées seront déterminées lors de l'analyse d'impact réalisée à la fin de l'étape 2 de mise à jour des DRR dites étapes de "cadrage mécanique" (cf. partie 1 du présent rapport).

Ces analyses de résistance à la fatigue seront réalisées en retenant la nouvelle courbe de conception actuellement soumise à la codification.

Prise en compte des effets d'environnement

Pour la prise en compte des effets d'environnement, EDF ne prévoit pas d'analyser l'ensemble des zones mais propose la méthode de recensement détaillée ci-dessous.

Phase 1

A partir des informations disponibles dans les DAC et dans le DDS de la VD3 900 MWe, EDF propose d'analyser l'impact sur les facteurs d'usage de la nouvelle courbe de conception et des effets d'environnement. Un modèle simplifié et conservatif sera utilisé lors de cette phase pour la prise en compte des effets d'environnement lors du calcul du $F_{en,i}$ (facteur d'environnement associé à un transitoire i donné).

Cette analyse porte sur tous les systèmes ou sous-systèmes du CPP. Dans ce contexte, les systèmes et sous-systèmes sont des lieux dont la géométrie et les transitoires sont similaires (le piquage RCV par exemple est un sous-système). Les objectifs de cette analyse exhaustive sont d'analyser pour chaque système ou sous-système l'impact de l'environnement sur les différents équipements et hiérarchiser la résistance à la fatigue des différentes zones du CPP.

EDF précise que la phase 1 peut être menée en parallèle des travaux de codification. En effet, la méthode de recensement vise à donner un classement hiérarchisé des différentes zones touchées par la fatigue environnementale. Afin d'établir ce classement, il est possible de se baser sur la méthodologie américaine qui est similaire à la méthode française, à l'exception du fait qu'elle ne propose pas de facteur $F_{en-intégré}$ (pas d'étape 4 dans le cheminement ci-avant).

Phase 2

La hiérarchisation (menée à la phase 1) de la résistance à la fatigue des différentes zones a pour objectif de déterminer, pour chaque système ou sous-système, a minima une zone baptisée « zone sentinelle ». En pratique, cette zone correspondra à la zone la plus chargée (effet d'environnement inclus) et ayant un facteur d'usage inférieur à 1 avant prise en compte des effets d'environnement.

Dans le cadre de la constitution des DRR, une fois la codification menée à son terme, des calculs détaillés seront menés uniquement sur les « zones sentinelles ». Dans cette phase, un modèle plus complexe sera retenu pour le calcul du $F_{en,i}$ (approche de type éléments finis) permettant d'affiner les calculs, diminuer les conservatismes et donc abaisser le facteur d'usage.

En effet, EDF rappelle que les zones qui présentent un facteur d'usage supérieur à 1 avant prise en compte des effets d'environnement sont déjà classées comme sensibles et que l'affinage des calculs n'apporterait pas d'éléments complémentaires permettant de le rendre inférieur à 1.

5.2.2 Position du rapporteur

5.2.2.1 Périmètre du travail d'EDF

La méthodologie retenue est étendue aux aciers inoxydables austéno-ferritiques et aux alliages à base de nickel. L'exploitant a informé le rapporteur que des études complémentaires spécifiques étaient en cours afin de justifier que les courbes de fatigue des aciers inoxydables austénitiques sont applicables également aux aciers inoxydables austéno-ferritiques et aux alliages à base de nickel comme c'est le cas actuellement dans le RCC-M et l'ASME.

Quant aux aciers ferritiques, EDF précise que ceux-ci sont revêtus côté primaire et ne sont donc pas soumis aux effets de l'environnement du milieu primaire. Côté circuit secondaire, EDF ne considère pas d'effets d'environnement en raison du taux d'oxygène dissous insuffisamment élevé. Cette position n'est pas partagée par certains organismes internationaux, notamment la NRC, dont les modèles présentés dans le NUREG/CR 6909 indiquent un effet d'environnement même à des taux d'oxygène dissous faibles.

Au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur que des mesures de taux d'oxygène sont actuellement en cours sur le parc en exploitation.

Recommandation 4

Le rapporteur recommande qu'EDF complète son approche pour la prise en compte des effets d'environnement par des études visant à préciser la sensibilité du dommage à la fatigue des circuits secondaires principaux à l'effet de l'environnement.

5.2.2.2 Nouvelle courbe moyenne en air issue des essais pour les aciers austénitiques

La nouvelle courbe moyenne en air proposée par EDF est celle du NUREG 6909 retenue par la NRC.

Le rapporteur note que la nouvelle courbe en air est plus pénalisante que la courbe historique datant de 1962.

Le rapporteur considère que la proposition d'EDF pour la nouvelle courbe moyenne en air est satisfaisante.

5.2.2.3 Nouveaux coefficients retenus

Afin de guider la lecture de l'avis du rapporteur, il est précisé que la notation suivante (q%, p%) adoptée dans la suite de la section désigne une courbe qui couvre au moins une proportion q% des données d'essais avec un niveau de confiance (100-p)%.

L'établissement des nouveaux coefficients retenus par EDF est basé sur une analyse statistique de la dispersion de données expérimentales issues de différents essais. Différentes méthodes d'analyses ont été utilisées et les coefficients de passage ont toujours été calculés en retenant (95%,5%). Le seuil de 95% représente 2 écarts types et correspondant à une probabilité de défaillance de 2,5%. Un seuil de 99,7%, représentant 3 écarts types conduirait à une probabilité de défaillance de 0,14%.

La pratique retenue par EDF peut conduire à retenir des coefficients de passage insuffisants pour garantir le caractère enveloppe des courbes de conception.

5.2.2.4 Nouvelle courbe de conception

La nouvelle courbe de fatigue reste enveloppe de la courbe précédente pour les sollicitations inférieures à 550 MPa environ, ce qui correspond au niveau de contraintes auxquelles sont sollicités les équipements du CPP.

Pour EDF, seules les zones de mélange sensibles à la fatigue thermique font l'objet de sollicitation à plus de 10^6 cycles. En conséquence, EDF avait proposé une méthodologie d'évaluation des dommages à la fatigue au-delà de 10^6 cycles qui repose sur la courbe actuelle du RCC-M.

Le rapporteur n'a pas de remarque à ce stade de l'instruction.

5.2.2.5 Prise en compte des effets d'environnement

La prise en compte des effets d'environnement est basée sur 23 essais couvrant différents modes de chargement et différents états de surface. EDF a informé le rapporteur au cours de l'instruction de la disponibilité d'une base de données plus importante (31 essais en tout) et de la réalisation d'une campagne d'essais supplémentaires.

Le rapporteur considère que la base de données doit être consolidée afin de déterminer les incertitudes associées à l'intégration d'une partie des effets d'environnement dans la courbe de conception en air. En conséquence, le facteur $F_{\text{en-intégré}}$ associé devra également être réévalué et les marges associées explicitées.

5.2.2.6 Mise à jour des DRR

Le rapporteur considère que la méthodologie de mise à jour des études de résistance est satisfaisante.

5.2.2.7 Recommandation sur le nouveau référentiel de résistance à la fatigue des aciers austénitiques

Le rapporteur note que qu'EDF a décidé d'adapter le NUREG/CR 6909, qu'il juge trop conservatif, qui est aujourd'hui retenu à l'international et qu'EDF considère que la courbe de conception en air intègre déjà une partie des effets d'environnement.

En conséquence, le rapporteur constate qu'EDF a introduit les modifications suivantes :

- diminution des coefficients de 12 à 10 et de 2 à 1,4 ;
- introduction d'un facteur $F_{\text{en-intégré}}$.

Le rapporteur considère que, si la méthode américaine présente des conservatismes, elle est reconnue internationalement. Sans remettre en cause le travail réalisé et présenté par EDF

pour la codification, le rapporteur considère qu'il est nécessaire de connaître avec plus de précision les marges et incertitudes associées à cette nouvelle méthode.

Recommandation 5

Le rapporteur recommande qu'EDF élargisse sa base de données afin de s'assurer du caractère conservatif du nouveau référentiel d'évaluation des dommages liés à la fatigue sur les aciers austénitiques prenant en compte les effets d'environnement, notamment en ce qui concerne :

- **la définition des coefficients de passage de la courbe moyenne en air à la courbe de conception. EDF précisera dans quelle mesure ces coefficients intègrent les effets d'environnement ;**
- **la définition du facteur d'environnement F_{en} et du facteur d'environnement intégré $F_{en-intégré}$.**

De plus, le rapporteur recommande qu'EDF étaye ses calculs en montrant l'influence des seuils statistiques (q%,p%) retenus. EDF devra notamment évaluer l'impact d'une valeur de q=99,7% et démontrer que les seuils statistiques retenus permettent d'obtenir des courbes de fatigue de conception englobant l'intégralité des données expérimentales.

6 Dossier Zones en inconel

- Etat des connaissances

Les alliages à base de nickel 600, 82 et 182 ne sont pas sensibles au vieillissement thermique dans leurs conditions de fonctionnement même pour des durées extrêmement longues. Leurs caractéristiques n'évoluent donc pas dans le temps.

Toutefois, il existe un risque d'amorçage de fissures par corrosion sous contrainte, sous certaines conditions, après un certain temps « d'incubation ».

La corrosion sous contrainte est favorisée essentiellement par les contraintes résiduelles de fabrication (soudage, état de surface, montage des composants). La fissuration des composants en alliage de nickel type 600 par corrosion sous contrainte en milieu primaire est un phénomène avéré pour les tubes de GV, les adaptateurs de couvercle, les plaques de partition de GV 900 MWe et les drains de GV 1300 MWe. Il convient également de considérer une nouvelle dégradation par corrosion sous contrainte mise en évidence sur la pénétration de fond de cuve n°4 du réacteur n°1 de Gravelines en lien avec des défauts métallurgiques de fabrication.

- Caractéristique impactée par le vieillissement :

La formation en service de fissures de corrosion sous contrainte conduit à la nécessité de justifier leur stabilité (en amorçage et en propagation) en fonction de leur taille, c'est-à-dire de justifier un niveau de caractéristiques mécaniques suffisant.

- Analyse à l'échéance de la quatrième visite décennale :

Quelques pénétrations de fond de cuve pourraient présenter pour le métal de base des durées d'amorçage à la corrosion sous contrainte inférieures à 40 ans.

Pour les alliages 182 qui servent de métaux d'apport, le modèle actuel (méthode des indices) permet de conclure à l'absence de risque pour 40 ans pour les soudures des pénétrations de fond de cuve et les réparations des défauts sous revêtement.

L'évaluation du risque de corrosion sous contrainte ne prend pas en compte la présence éventuelle de défauts de fabrication (exemple : inclusions métallurgiques) pouvant provoquer un amorçage prématuré de la corrosion sous contrainte.

- Analyse à l'échéance VD4 + 20 ans :

Pour la période VD4 + 20 ans, les PFC sont à considérer en priorité vis-à-vis du risque de corrosion sous contrainte.

D'autres zones sont également à suivre : supports M de cuves, zones de réparation, plaques de partition de GV.

Pour anticiper au mieux le risque de corrosion sous contrainte des composants à l'horizon VD4 + 20 ans, il apparaît nécessaire d'améliorer le modèle actuel (méthode des indices) pour le métal de base et de l'adapter aux métaux déposés, d'estimer le gain apporté par le traitement de détensionnement de la cuve et de mieux déterminer les contraintes résiduelles dans le métal de base et le métal déposé.

- Programmes complémentaires :

Dans l'objectif de progresser dans l'appréciation du risque de corrosion sous contrainte, une amélioration de la méthode des indices est envisagée (dans le cadre du programme scientifique Zones Inconel et des projets R&D) et des actions d'amélioration des connaissances vont être poursuivies, notamment en ce qui concerne la détermination des contraintes dans les soudures et le comportement du métal déposé (résistance à la déchirure et corrosion sous contrainte).

Position du rapporteur

Le rapporteur considère que les éléments avancés par EDF sont satisfaisants. Le rapporteur rappelle que la stratégie de maintenance des zones en Inconel est révisée annuellement par EDF et soumise à l'ASN afin qu'elle puisse formuler ses observations. Cette pratique conduit à intégrer le retour d'expérience et les résultats d'études annuellement. La dernière mise à jour du dossier « Zones en Inconel » qui vise à synthétiser l'ensemble des éléments liés à ce matériau date de 2009 et, au cours de l'instruction, EDF a informé le rapporteur qu'une mise à jour aurait lieu au préalable des quatrièmes visites décennales.

7 Dossier Liaison BiMétallique

- Etat des connaissances

Au début des années 80, il a été établi que certaines liaisons bimétalliques (LBM) en acier inoxydable entre les tubulures en acier ferritique et les embouts de sécurité en acier inoxydable austénitique, présentaient des anomalies de dilution, apparues lors du soudage, et pouvant dégrader la ténacité de la liaison. Par ailleurs, qu'elles soient en anomalie de dilution ou non, les LBM sont susceptibles d'être affectées par des décohérences intergranulaires (DIG) qui créent des défauts débouchants en peau externe.

Dans une LBM, il convient de distinguer plusieurs zones :

- une zone affectée thermiquement et décarburée côté acier ferritique ;
- une zone de transition ou interface le long de la ligne de fusion d'une largeur de l'ordre de quelques dizaines de μm (liseré martensitique) ;

- une zone de dilution du métal déposé (acier inoxydable) dont la structure contient un mélange d'austénite et de ferrite en cas de dilution normale devenant un mélange austénite et martensite en bandes alternées en cas d'anomalie de forte dilution.

Le vieillissement thermique est susceptible d'affecter les zones martensitiques et austénoferritiques riches en chrome de la zone de dilution, et éventuellement la zone affectée thermiquement (décarburrée) du côté acier ferritique.

- Les caractéristiques impactées par le vieillissement sont:
 - une réduction de la résilience et de la résistance à la déchirure au plateau ductile, du côté de la zone de dilution austénitique ;
 - une augmentation de la température de transition fragile/ductile (RT_{NDT}), du côté de la zone affectée thermiquement décarburrée ferritique.

- Analyse à l'échéance de la quatrième visite décennale :

L'influence du vieillissement thermique sur les LBM a été évaluée par des essais après un vieillissement de 10 000 heures à 400°C (supposé équivalent à 40 ans à la température de service) : cela conduit à un décalage de 40°C de la RT_{NDT} , mais sans diminution des propriétés de résistance à la déchirure.

Il est à noter que les LBM en anomalie de dilution présentent des propriétés de ténacité inférieures à celles des LBM à dilution normale.

- Analyse à l'échéance VD4 + 20 ans :

Il n'y a pas de données disponibles après la VD4. Par défaut, EDF utilise des valeurs VD4 (représentatives d'un « état vieilli » mais potentiellement non conservatives).

Il y a donc un besoin d'évaluer l'influence du vieillissement thermique sur la ténacité des LBM en dilution normale et anomalie de dilution après un vieillissement équivalent de 60 ans à 325°C (LBM cuve et GV) et de 60 ans à 345°C (LBM pressuriseur).

- Programmes complémentaires :

Un programme matériaux (contrat avec AREVA) a été lancé en 2012. Il comprend la fabrication de maquettes de LBM en dilution normale (procédés manuel et automatique, épaisseur 80 mm et 30 mm), la fabrication de maquettes de LBM en anomalie de dilution, puis des essais sur ces maquettes après vieillissement équivalent à 60 ans à 325°C (LBM cuve et GV) et 60 ans à 345°C (LBM Pressuriseur). Les résultats des essais de ténacité après vieillissement équivalent à 60 ans à 325°C et à 345°C sont respectivement attendus en 2016 et 2018.

Position du rapporteur

Le rapporteur considère que les travaux engagés par EDF sont satisfaisants.

8 Tenue mécanique des cuves

Les cuves sont l'un des équipements non remplaçables à ce jour des réacteurs. La démonstration de la tenue mécanique des cuves est aujourd'hui séparée dans plusieurs dossiers (dossiers marges cuve, dossiers DSR, DAC, DRB...).

8.1 Impact de l'écart physique du dôme

L'écart physique du dôme, décrit dans la partie 1 de ce rapport implique que, lors des transitoires de repli sans GMPP, le dôme reste chaud alors que la virole est plus froide et il

apparaît une dilatation différentielle de la cuve et des internes. Ceci induit aussi une flexion des tubulures du CPP. L'impact de cet écart sur la tenue des cuves est donc multiple. Il nécessite notamment :

- une reprise de la modélisation Cathare et de nouveaux calculs thermohydrauliques ;
- une reprise du DAC de la cuve et de celui des internes de cuve.

Position du rapporteur

A ce stade de l'instruction, le rapporteur n'a pas de remarque particulière.

8.2 Défauts sous revêtement

EDF a identifié en plusieurs zones des cuves des défauts sous revêtement ayant pour origine la fissuration à froid lors de la fabrication, notamment au droit de la zone de cœur, dans les parties droites et les coins de tubulures. Il existe également un risque de défaut sous revêtement dans les viroles porte-tubulures. Le suivi de ces défauts plans diffère en fonction de la zone considérée bien que la cuve dans son ensemble soit un équipement dont la rupture n'est pas admise.

Concernant les défauts sous revêtement dans les tubulures et les coins de tubulures, des dispositions ont été prises par le constructeur à partir de la cuve C21 destinée au réacteur n°1 de Cruas. Toutefois, les cuves C16 à C20 n'étaient pas encore installées sur site et ont fait l'objet de réparation en usine. Les cuves identifiées comme pouvant présenter des défauts sous revêtement dans les tubulures et les coins de tubulures sont rappelées dans les tableaux ci-dessous.

Cuve	Tranche	Commentaires
F1	FES 1	Cuves en exploitation lors de la découverte du phénomène
F2	FES 2	
B2	BUG 2	
B3	BUG 3	
B4	BUG 4	
B5	BUG 5	
C1	TRI 1	Cuves en attente de chargement lors de la découverte du phénomène
C2	GRA 1	
C3	DAM 1	
C4	TRI 2	Cuves installées sur site
C5	GRA 2	
C6	DAM 2	
C7	DAM 3	
C8	TRI 3	
C9	GRA 3	
C10	BLA 1	
C11	SLB 1	
C12	TRI 4	
C13	GRA 4	
C14	SLB 2	
C15	DAM 4	

Tableau : liste des cuves dont les tubulures n'ont pas fait l'objet de dispositions contre les DSR au stade de la fabrication

N°	Tranche	Tubulures
C16	CHB 2	G1, G2, G3 H3
C17	BLA 2	G1, G2, G3 H1, H2, H3
C18	CHB 1	G1, G2, G3 H1, H2, H3
C19	BLA 3	G1, G2, G3 H1, H2
C20 ⁵	BLA 4	G1, G2 H1, H2
Q1	PAL 1	G1, G2, G3, G4 H1 H2, H3, H4 ⁶
Q2	PAL 2	G1, G3, G4 H2, H4 ⁷

Tableau : liste des cuves dont les tubulures n'ont pas fait l'objet de disposition contre les DSR au stade de la fabrication mais qui ont fait l'objet de réparation en usine (les réacteurs n°1 et 2 de Paluel sont de type 1300MWe)

Concernant les parties droites des tubulures, EDF a procédé à l'inspection des tubulures des 26 cuves présentant des défauts sous revêtement à partir de 1985. A l'issue de cette campagne d'inspection, EDF a conclu que 18 des 26 cuves présentent au moins une tubulure affectée de défaut sous revêtement. Parmi ces défauts, 232 présentent une hauteur allant de 6 à 10 mm et sont répartis sur 23 tubulures de 12 cuves. Dans le programme de base de maintenance préventive applicable aux VD3, EDF prescrit le contrôle de ces 23 tubulures lors des VD3 ainsi que le contrôle « point zéro » des 8 cuves de réacteur 900 MWe qui n'avaient jamais fait l'objet de contrôle en service (Cruas 1, 2, 3 et 4, Gravelines 5 et 6 et Chinon B3 et B4).

Concernant les coins de tubulures, un examen de détection a été réalisé sur les 26 cuves présentant des défauts sous revêtement et 10 cuves ont présenté des indications dont 33 indications dans les tubulures d'entrées et 2 dans les tubulures de sortie. Sur 5 de ces 10 cuves, des examens complémentaires ont eu lieu en 2003 et ont conclu que les indications relevées n'étaient pas caractéristiques de défauts plans à l'exception d'une seule, en limite de zone courante (dimension estimée 6x10 mm). Dans le programme de base de maintenance préventive applicable aux VD3, EDF a prescrit le contrôle de 20 tubulures sélectionnées soit parce qu'elles présentent des indications soit parce qu'elles présentent un taux de carbone élevé conduisant à un risque de formation de DSR élevé. Le procédé utilisé en mode expertise (non qualifié) présente un objectif de détection de défauts d'une hauteur de 7,5 mm de hauteur.

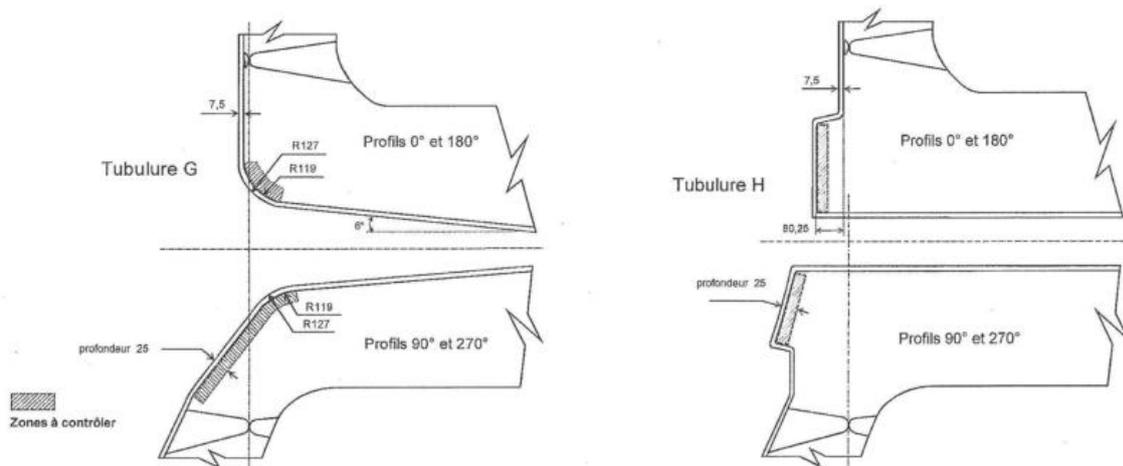


Tableau : zones des arrondis de tubulures examinées

Concernant les viroles portes-tubulures, aucun contrôle point zéro n'a été réalisé sur les cuves et, dans le programme de base de maintenance préventive applicable aux VD3, EDF a identifié 8 cuves dont le métal de base présente un taux de carbone élevé et en a prescrit le contrôle. Le seuil de détection retenu pour le procédé mis en œuvre en mode expertise est de 8 mm, seuil cohérent avec le défaut conventionnel de 20 mm qui est justifié.

	Carbone équivalent (%) de la virole B
Blayais 2	0,60
Blayais 3	0,59
Bugey 3	0,56 et 0,60 (2 coulées)
Dampierre 4	0,59
Fessenheim 2	0,57 et 0,59 (2 coulées)
Gravelines 2	0,58 et 0,59 (2 coulées)
Saint-Laurent B1	0,61
Tricastin 4	0,59

Tableau : viroles porte-tubulures faisant l'objet de contrôles au titre du PBMP applicable à la VD3

Position du rapporteur

Le rapporteur note que l'IRSN dans son rapport [5] considère que le caractère non sensible des arrondis de tubulures n'est pas démontré. De plus, le rapporteur note que 10 cuves présentent des indications dans leurs arrondis et que seules 5 d'entre elles ont fait l'objet de caractérisation, ce qui n'est pas cohérent avec les exigences de l'arrêté [1] et de sa circulaire qui indiquent que l'exploitant doit déterminer avec la précision nécessaire les dimensions et orientations des indications.

Le rapporteur note que les viroles porte-tubulures pouvant présenter des DSR n'ont jamais fait l'objet de contrôle point zéro et font l'objet d'un contrôle par sondage au titre du programme de base de maintenance préventive applicable à la VD3.

Le rapporteur rappelle également qu'EDF, dans la doctrine de maintenance des cuves du palier 900 MWe, considère que pour les zones concernées par la fissuration à froid que « hors zone de cœur, les phénomènes de vieillissement et de fatigue sont faibles ou non avérés, ce

qui justifie une surveillance ciblée en VD3 puis si nécessaire une surveillance plus complète en VD4 en vue de l'exploitation au-delà de la VD4 ».

De plus, le rapporteur rappelle que l'IRSN, dans son avis de 2007 [10], estimait que « *le programme de suivi en service proposé par l'exploitant n'est pas compatible avec une approche de sûreté de type défense en profondeur et qu'il n'est pas cohérent avec la non-prise en compte de la rupture de ces composants dans le rapport de sûreté* ». De plus, l'IRSN constatait que la majorité des zones concernées par la fissuration à froid ne fait l'objet d'aucune inspection en service particulière et que l'exploitant ne proposait aucun renforcement de la surveillance en service, alors que la cuve est un composant non-ruptible. Enfin, l'IRSN rappelait que, quand bien même la qualité de la fabrication, objet de la première ligne de défense, serait irréprochable, les lignes de défenses doivent être indépendantes. Au titre de la défense en profondeur, la deuxième ligne de défense relative à la surveillance en service doit donc être effectuée systématiquement.

Recommandation 6

Le rapporteur recommande qu'EDF renforce son programme de contrôle des zones concernées par la fissuration à froid des cuves.

8.3 Etude de tenue mécanique lors des transitoires et méthodologie de sélection des aggravants

Méthodologie retenue dans le cadre des démonstrations de sûreté

Dans la cadre de la démonstration de sûreté établie dans le rapport de sûreté dans le domaine de dimensionnement du réacteur, EDF **classe les conditions de fonctionnement à étudier en fonction de la probabilité d'occurrence des initiateurs uniquement** (voir §1.3 de la partie 2 du présent rapport) et additionne ensuite l'aggravant le plus pénalisant vis-à-vis des critères techniques d'acceptation à respecter (sans tenir compte de sa probabilité d'occurrence). En pratique EDF étudie donc toutes les conditions de fonctionnement dont la probabilité d'occurrence de l'initiateur est **supérieure à 10^{-6} par année réacteur indépendamment de la probabilité d'occurrence de l'aggravant**. Cette pratique revêt un caractère **déterministe et pénalisant**.

Cette règle de l'aggravant unique s'applique aux conditions de fonctionnement de dimensionnement des catégories 2 à 4. Pour rappel, l'aggravant est défini comme une défaillance unique appliquée à un équipement utilisé dans la démonstration de sûreté. Cette défaillance est considérée au moment où elle est la plus défavorable.

A titre d'exemple, lors d'un événement de 3^{ème} catégorie de type petite brèche, si l'étude vise à étudier le risque de perte d'intégrité des crayons combustibles, la pression est minorée ainsi que le débit d'injection de sécurité (perte d'une pompe d'injection de sécurité).

Méthodologie retenue dans le cadre des études mécaniques de tenue des cuves

Le dossier de tenue en service des cuves ne retient pas d'aggravant conformément aux règles d'étude des DRR.

Il existe néanmoins un volet de vérification de l'exhaustivité du DDS, également appelé recherche des transitoires additionnels, où EDF construit des scénarios basés sur des initiateurs de 2^{ème} catégorie du DDS auxquelles sont cumulées des défaillances (ou aggravants). Lors de l'estimation globale de la probabilité des scénarios ainsi créés, la

probabilité de la défaillance est prise en compte. Les scénarios ne sont pas retenus si leur fréquence est inférieure à 10^{-6} par année réacteur.

A titre d'exemple, cette démarche a été appliquée aux études mécaniques de tenue de la cuve à l'occasion de la révision des DRR VD3 des réacteurs de 1300 MWe. EDF a conclu que, du fait des faibles probabilités issues du cumul « initiateur + aggravant », seule une nouvelle situation sur 112 initialement identifiées est à retenir pour l'analyse mécanique.

Position du rapporteur

La rapporteur note la différence de méthodologie retenue par EDF dans le cadre des études de sûreté du rapport de sûreté et celle retenue dans le cadre des études mécaniques des DRR.

	rapport de sûreté	Tenue mécanique des cuves
transitoire étudié	Initiateur dont la probabilité d'occurrence est $> 10^{-6}$ + aggravant (quel que soit la probabilité)	Initiateur dont la probabilité d'occurrence est $> 10^{-6}$ Pas d'aggravant
transitoires additionnels	sans objet	Situation de deuxième catégorie + aggravant $> 10^{-6}$

Tableau : règle d'étude des transitoires dans les DRR et dans le rapport de sûreté

La démarche retenue par EDF dans le cadre des études mécaniques de la cuve pourrait conduire, en cohérence avec l'analyse menée par l'IRSN [5], à ne pas retenir les situations les plus pénalisantes telles que prévues dans une démarche déterministe de type rapport de sûreté.

A titre d'exemple, lors d'une situation de 3^{ème} catégorie de type petite brèche, aucun aggravant n'est retenu et les deux pompes d'injection de sécurité (ISHP) sont considérées en fonctionnement ce qui maximise les débits d'injection d'eau froide. Cependant, vis à vis des scénarios avec un fort dénoyage suivi d'un rapide renoyage de la descente annulaire, une minimisation des débits d'ISHP pourrait se révéler plus pénalisante. Ainsi, une situation de petite brèche primaire de 3^{ème} catégorie avec comme aggravant la défaillance d'une file d'injection de sécurité pourrait être plus pénalisante que les scénarios de brèches primaires actuellement étudiés. En effet, l'injection d'un plus faible débit d'injection de sécurité amplifie le dénoyage de l'espace annulaire et accélère la dépressurisation du circuit primaire, induisant un renoyage brutal de l'espace annulaire par les accumulateurs.

Cet exemple illustre la nécessité de s'assurer de la tenue mécanique des cuves lorsque l'on cumule un aggravant à une situation donnée.

Recommandation 7

Dans le cadre des études de justification de tenue mécanique des cuves, le rapporteur recommande qu'EDF évalue les conséquences de la prise en compte de l'aggravant le plus pénalisant sur les résultats des études de tenue en service des cuves.

En cas de non-respect des critères de tenue mécanique, EDF devra analyser les raisons du dépassement des critères, évaluer les enjeux de sûreté, et si nécessaire identifier les éventuelles dispositions envisageables pour y remédier, examiner leur faisabilité et leur intérêt.

La prise en compte de l'aggravant le plus pénalisant pourra être réalisée selon une méthodologie déterministe similaire à celle du rapport de sûreté en retenant notamment les paramètres suivants :

- **la sélection des études à mener est fonction de l'occurrence de l'initiateur seul ;**
- **la catégorie de la situation considérée est fonction de l'occurrence de l'initiateur seul ;**
- **l'aggravant le plus pénalisant, vis-à-vis de la tenue mécanique, est retenu systématiquement indépendamment de son occurrence.**

8.4 Dossier « Marges Cuve » pour la zone de cœur irradiée

8.4.1 Proposition d'EDF

Le dossier de justification en vigueur pour la zone de cœur irradiée des cuves du palier 900 MWe est relatif à la période d'exploitation VD3-VD4. Il a fait l'objet d'une instruction détaillée lors du GP ESPN de 2010, qui a donné lieu à des demandes de compléments de la part de l'ASN. Ces demandes ont été traitées par EDF et soldées à l'occasion de l'envoi en avril 2014 d'un dossier complémentaire.

Le palier 900 MWe sera le premier concerné par la poursuite de l'exploitation au-delà de la VD4. La démonstration de la tenue en service des cuves de 900 MWe au-delà de cette échéance fera l'objet des dossiers suivants :

- un dossier de démonstration pour la période d'exploitation VD4 / VD4 + 10 ans, qui a été transmis à l'ASN début 2015 ;
- un dossier de démonstration pour la période d'exploitation VD4 + 10 ans / VD4 + 20 ans, qui sera transmis à l'ASN fin 2017.

Pour la constitution de ces dossiers de justification, EDF a prévu d'intégrer de nouvelles pratiques d'ingénierie, ou récemment introduites dans les dossiers de justification VD3-VD4 des cuves de 900 MWe et 1300 MWe, qui sont mentionnées ci-dessous.

Mécanique – effet WPS (dossier VD4 + 20 ans) :

L'analyse à la rupture brutale repose actuellement sur l'application d'une démarche conventionnelle, où le critère mécanique est élaboré directement sur la base de la courbe de ténacité du RCC-M indexée sur la RT_{NDT} .

Cette approche ne reflète pas l'effet bénéfique sur la ténacité effective de l'acier d'un préchargement à chaud (WPS – Warm Pre-stressing), qui peut intervenir dans le cadre d'un chargement de type choc thermique. La formulation du critère mécanique retenu pour les analyses WPS a été adressée à l'ASN début 2015. L'introduction de l'effet WPS dans le dossier Cuve est envisagée à partir du dossier VD4 + 10 ans / VD4 + 20 ans, pour l'analyse des transitoires les plus sévères.

Thermohydraulique – évolution des coefficients d'échange (dossier VD4 + 10 ans et VD4 + 20 ans) :

Les coefficients d'échange thermique fluide / paroi utilisés dans les dossiers actuels sont établis sur la base de la corrélation VESTALE. Dans le cadre des suites du GP ESPN de 2010, des études complémentaires ont été réalisées sur les coefficients d'échange en s'appuyant sur les résultats d'essais TOPFLOW-PTS et ont permis d'élaborer une nouvelle corrélation VD4 + 10 ans. Ces résultats ont été transmis à l'ASN.

Thermohydraulique – outils de calcul thermohydraulique (dossier VD4 + 20 ans) :

Les travaux sur le développement des outils de calcul thermohydraulique, notamment le code système CATHARE, sont poursuivis. L'objectif est de modéliser l'ensemble du choc froid pressurisé par CATHARE.

Matériaux – correction de longueur (dossiers VD4 + 10 ans et VD4 + 20 ans) :

La correction de longueur caractérise l'effet de taille d'un défaut sur la ténacité effective de l'acier. A la suite des demandes du GP ESPN de 2010, des travaux complémentaires ont été engagés sur cette correction, et ont abouti à une nouvelle formulation qui a été introduite à partir du dossier 1300 MWe VD3-VD4 en cours d'instruction par l'ASN. Cette nouvelle correction de longueur, qui ne s'applique qu'aux défauts situés dans le métal de base, sera reprise dans les dossiers Cuve post-VD4.

Mécanique – approche probabiliste (dossiers VD4 + 10 ans et VD4 + 20 ans) :

La justification de la tenue en service des cuves repose sur l'évaluation d'un facteur de marge résultant d'une chaîne de calcul déterministe (thermohydraulique, mécanique), qui intègre des conservatismes à chaque étape de l'analyse. Afin de mieux refléter le risque de défaillance, une évaluation probabiliste du risque d'amorçage des défauts en zone de cœur sera réalisée dans les dossiers post-VD4 sur la base de la Méthode Déterministe Adaptée (MDA), en complément au dossier déterministe.

Sûreté – doctrine de sélection et classement des transitoires (dossiers VD4 + 10 ans et VD4 + 20 ans) :

Des travaux sont en cours afin de formaliser la démarche de sélection des transitoires et le périmètre des domaines de conception / vérification. Une réflexion est également engagée sur le classement en catégorie des initiateurs de brèches primaires, en cohérence avec le rapport de sûreté. Ces travaux font suite à l'instruction du dossier en GP ESPN de 2010.

8.4.2 Préchargement à chaud

En raison de la tenue d'une session du groupe permanent dédié à l'instruction du dossier « marges cuve » de la zone de cœur, seul le préchargement à chaud, qui fait l'objet de remarques préliminaires à ce stade de l'instruction, est détaillé dans le présent rapport.

8.4.2.1 Proposition d'EDF

Description du phénomène

Selon les résultats des essais expérimentaux réalisés par EDF et à l'international, il existe un effet bénéfique apporté par un préchargement à chaud (dans le domaine ductile) lors d'un choc thermique froid pressurisé : la ténacité effective associée à la rupture (dans le domaine fragile) est supérieure à la ténacité du matériau, dont la définition est fournie par une courbe établie à partir d'essais isothermes.

En pratique, lors d'un transitoire thermomécanique de type choc froid pressurisé, le préchargement à chaud a pour conséquence d'une part de limiter l'amorçage de la rupture pendant la phase de refroidissement à chargement constant ou décroissant et, d'autre part, d'augmenter la ténacité du matériau en fin de transitoire à froid par rapport à la ténacité qui aurait été prédite et obtenue à partir d'un trajet de chargement monotone, croissant et isotherme à froid. La figure suivante illustre le propos.

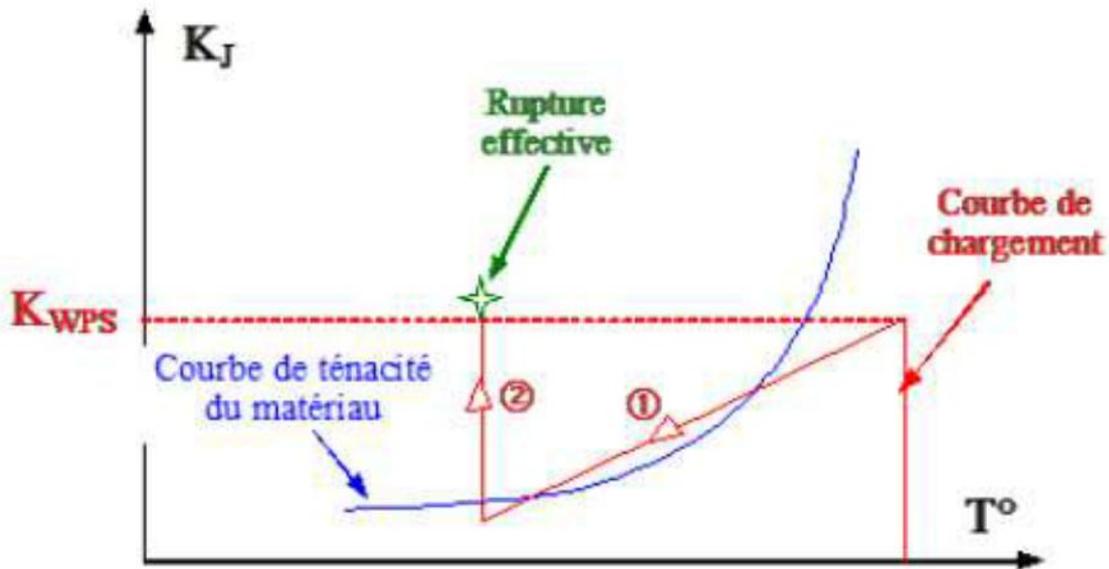


Figure : Illustration de l'effet WPS

Explications physiques envisagées

Cet effet aurait différentes origines. Peuvent être cités :

- la variation de la limite d'élasticité du matériau qui est plus basse à chaud. Ceci se traduit par une zone plastique étendue en pointe de fissure, zone dont la taille est maintenue en cas de refroidissement ;
- un émoussement plus important de la pointe de fissure lors de la mise en charge à chaud ;
- la présence de contraintes de compression en pointe de défaut en cas de décharge ;
- une modification des paramètres micromécaniques en pointe de défaut, le préchargement à chaud diminuant le nombre de sites potentiels d'amorçage ultérieurs.

Résultats des essais expérimentaux

Différents matériaux ont été testés, irradiés ou non, avec différents trajets de chargements, avec différents types d'éprouvettes y compris des éprouvettes cruciformes pour des essais biaxiaux. Des joints soudés ont également été testés.

Ces résultats ont conduit EDF à proposer une valeur de ténacité K_{JC-WPS} en fonction de l'avancement dans le transitoire de choc froid (en fonction du temps t).

La figure ci-dessous compare le critère retenu K_{JC-WPS} pour la proposition de codification aux résultats expérimentaux K^{exp} (qui représente le chargement à la rupture). Le chargement à rupture obtenu expérimentalement est toujours supérieur à la ténacité définie par l'application de ce critère.

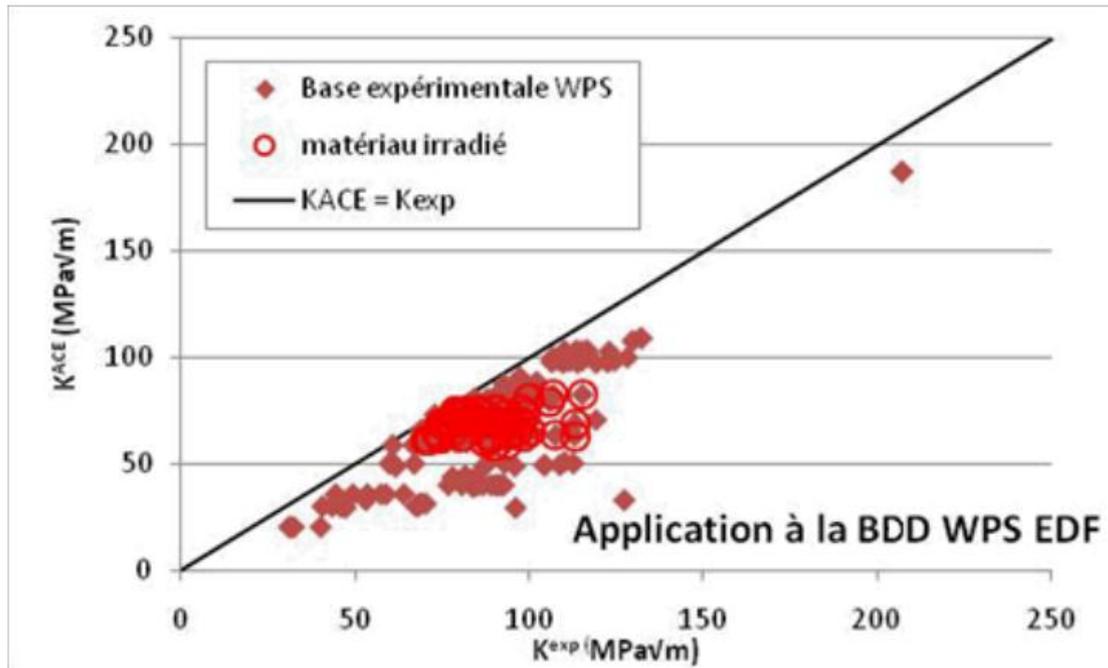


Figure : Application du modèle de prédiction à l'ensemble de la base de données (BDD WPS EDF)

Illustration du critère WPS retenu et marges associées

La figure ci-dessous représente l'évolution de l'intensité de contrainte K_J lors du transitoire de refroidissement. Sur cette courbe sont également représentées la ténacité codifiée du matériau K_{IC} ainsi que la ténacité issue des essais expérimentaux lors d'un choc froid K_{JC-WPS} . Cette courbe illustre le bénéfice lié à l'effet du préchargement à chaud correspondant à une réduction du domaine $K_J - T^\circ$ où la rupture fragile par clivage est possible (domaine hachuré en rouge).

Cette courbe illustre également les marges vis-à-vis du risque de rupture brutale :

- M_K^{WPS} qui représente le rapport minimum entre K_{JC-WPS} et K_J au cours du transitoire.
- M_T^{WPS} qui représente la distance entre la température au maximum de K_J et la température à laquelle ce K_J serait supérieur à K_{IC} . Cette marge peut se rapprocher d'une marge en termes de RT_{NDT} .

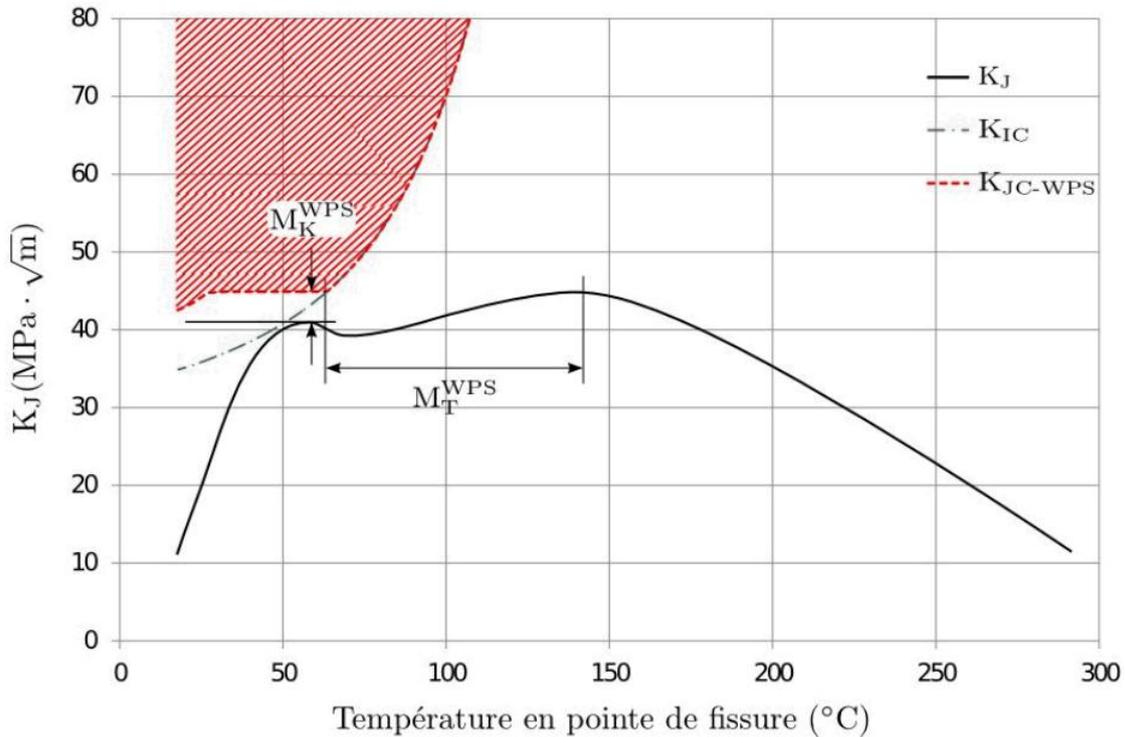


Figure : Représentation graphique de la prise en compte de l'effet du préchargement à chaud lors d'un choc froid

Utilisation du critère WPS par EDF

Une demande de codification du critère WPS dans le code RCC-M a été engagée auprès de l'AFCEN. Une première utilisation du critère pourrait avoir lieu pour la justification de l'intégrité des cuves du palier 900 MWe dans le cadre du dossier VD4 + 20 ans. Il peut être noté que la forme simple du critère permet de limiter son utilisation aux post-traitements et au calcul de la marge soit en température, soit en ténacité. Aucun nouveau calcul thermomécanique n'est nécessaire.

Le critère de préchargement à chaud pourra donc être appliqué aussi bien aux transitoires pour lesquels le critère conventionnel est respecté, dans le but de montrer le gain apporté par le phénomène de préchargement à chaud, que pour les transitoires ne respectant pas le critère conventionnel.

8.4.2.2 Position du rapporteur

A ce stade de l'instruction, le rapporteur note que le critère apparaît sans marge pour quelques points de la base de données WPS d'EDF (cf. figure ci-dessus). De plus, le rapporteur considère que l'application à la cuve des REP du critère de l'effet WPS devra intégrer une marge permettant de couvrir les incertitudes attachées aux modélisations thermohydrauliques et mécaniques

Le rapporteur rappelle qu'une présentation détaillée du dossier « marges cuve » sera faite ultérieurement.

9 Etudes complémentaires : conditions de fonctionnement et délais opérateurs de l'EPR

Contexte

Par le courrier [7], l'ASN demandait à EDF :

- d'évaluer le comportement des réacteurs du parc en exploitation pour les conditions de fonctionnement (de 2^{ème}, 3^{ème} et 4^{ème} catégorie) pertinentes, non prises en compte à leur conception, mais retenues pour la conception du réacteur EPR, en appliquant les règles d'étude des accidents du domaine de dimensionnement du parc ;
- de présenter une étude des conséquences de la transposition des valeurs fixées, pour le réacteur EPR, pour les délais d'intervention de l'opérateur et ce, en mettant en œuvre les règles d'étude du domaine de dimensionnement, en vue notamment d'identifier les effets faibles éventuels.

Les éléments de réponse apportés par EDF ont été présentés dans le cadre de la réunion du Groupe Permanent pour les réacteurs dédié aux orientations à retenir pour le réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe.

Le rapporteur estime que, dans le cadre de la coexistence des réacteurs du parc en exploitation avec les réacteurs de dernière génération (EPR), les deux demandes de l'ASN relatives à l'évaluation du comportement des réacteurs de 900 MWe aux événements et délais opérateur du référentiel de l'EPR de Flamanville, en appliquant les règles de dimensionnement du parc, devraient être étendues au comportement mécanique du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP) des réacteurs de 900 MWe.

Prises en compte des conditions de fonctionnement et délais « opérateur » du référentiel de l'EPR FA3

EDF a transmis les réponses à la demande de la lettre de suite ASN [7] relative à la prise en compte des situations du réacteur EPR. Il ressort que 31 conditions de fonctionnement de dimensionnement du réacteur EPR sont non explicitement traitées ou partiellement traitées dans le domaine de dimensionnement des rapport de sûreté du palier 900 MWe CP0 et CPY à l'état VD3. Le rapporteur considère qu'il conviendrait de s'assurer de la tenue mécanique des équipements du CPP et CSP pour les nouvelles situations correspondant à ces conditions de fonctionnement.

Le rapporteur considère qu'EDF devrait évaluer le comportement mécanique des équipements du circuit primaire principal et du circuit secondaire principal des réacteurs de 900 MWe pour les situations pertinentes (de 2^{ème}, 3^{ème} et 4^{ème} catégories), non prises en compte à leur conception, mais retenues pour la conception du réacteur EPR.

Le délai d'intervention de l'opérateur constitue une hypothèse conventionnelle des études déterministes des accidents de dimensionnement. Pour l'ensemble des réacteurs du parc en exploitation, ce délai est de 15 minutes pour le diagnostic suivies de :

- cinq minutes si la première action se situe en salle de commande (soit au total 20 minutes de délai d'intervention) ;
- 10 à 20 minutes si cette action est en local (soit au total 25 à 35 minutes de délai d'intervention).

Pour l'EPR, une action manuelle réalisée en salle de commande peut avoir lieu au plus tôt 30 minutes après la transmission à l'opérateur de la première information significative. Une action manuelle en local, qui doit être réalisée à l'extérieur de la salle de commande, peut intervenir au plus tôt une heure après la transmission à l'opérateur de la première information significative.

L'augmentation des délais disponibles pour l'opérateur pour agir en situation accidentelle constitue une amélioration de la sûreté. Le délai d'action opérateur doit faire l'objet d'une attention particulière dans la mesure où il constitue une hypothèse des études d'accidents dont le conservatisme n'est pas garanti. Il importe donc de vérifier l'absence d'effet falaise en cas d'augmentation du délai d'action de l'opérateur de 20 à 30 min pour les réacteurs du parc en exploitation.

Pour ce qui concerne les études de comportement mécanique des équipements des réacteurs de 900 MWe, le rapporteur considère qu'EDF devrait présenter une évaluation des conséquences de la transposition des valeurs de délais d'intervention de l'opérateur fixés pour le réacteur EPR, en vue notamment d'identifier les effets falaise éventuels.

Recommandation 8

Le rapporteur recommande qu'EDF évalue le comportement mécanique des équipements sous pression des réacteurs de 900 MWe vis-à-vis des situations, identifiées comme pertinentes, et des délais « opérateur » du référentiel de l'EPR de Flamanville 3. En cas de non-respect des critères de tenue mécanique, EDF devra analyser les raisons du dépassement des critères, évaluer les enjeux de sûreté, et si nécessaire identifier les éventuelles dispositions envisageables pour y remédier et examiner leur faisabilité et leur intérêt.

10 Traitement des écarts

De nombreux défauts générés lors de la fabrication des appareils (CPP et CSP) n'ont pas été éliminés et sont maintenus en l'état.

Ces défauts peuvent être plans ou volumiques. Les dossiers de traitement d'écart émis par chaque site comportant des réacteurs identifient les défauts et justifient leur tenue mécanique.

EDF considère que les défauts volumiques ne revêtent pas un caractère préjudiciable pour l'intégrité de l'appareil. Concernant les défauts plans, y compris ceux qui sont hors des critères d'acceptabilité des codes de construction, EDF précise que la justification de leur tenue mécanique a été apportée à l'ASN dans les dossiers de traitement d'écart et sont dûment répertoriés.

En conséquence, EDF ne prévoit pas de programme de réparation visant à l'élimination des défauts ayant pour origine la fabrication se trouvant dans les circuits primaires principaux et dans les circuits secondaires principaux.

Position du rapporteur

Le rapporteur considère que les défauts volumiques ne revêtent pas un caractère préjudiciable pour l'intégrité de l'appareil. Par contre, le rapporteur considère que la réparation des défauts

plans permettrait d'améliorer le niveau de sûreté des équipements en restaurant les marges de conception.

A ce jour, ces défauts ne font pas l'objet d'un traitement centralisé puisqu'il relève de la responsabilité de chaque site de les justifier. Le rapporteur considère qu'afin de définir une méthodologie de résorption des défauts plans dans les appareils, EDF doit réaliser un état des lieux exhaustif des défauts présents dans les appareils de chacun des réacteurs.

De plus, le rapporteur rappelle que l'arrêté [1] et sa circulaire introduisent comme orientation principale la réparation des défauts, indépendamment du cas spécifique des fissures. La circulaire précise toutefois que cette orientation ne conduit pas à une application systématique de la règle : la réparation peut être différée et le maintien en l'état de certains défauts est également envisagé, selon le type de défaut concerné.

Pour ce qui est des défauts plans ayant pour origine la fabrication, leur nocivité peut être proche de celle des fissures. En conséquence, le rapporteur considère que leur maintien en service ne doit pas être la règle de base et qu'il doit être motivé (réparation non envisageable ou présentant des difficultés disproportionnées) et dûment justifié.

Recommandation 9

Le rapporteur recommande qu'EDF présente un état des lieux exhaustif des défauts présents dans le circuit primaire principal et dans les circuits secondaires principaux de chacun des réacteurs.

A l'issue de cet état des lieux, le rapporteur recommande qu'EDF propose un plan de résorption des défauts plans se trouvant dans le circuit primaire principal et dans les circuits secondaires principaux.

Le rapporteur considère que le maintien en service des défauts plans devra être motivé et dûment justifié.

Synthèse

Partie 1

Contenu des DRR

Le rapporteur considère que les dossiers répondant aux exigences réglementaires devant faire l'objet d'une mise à jour ont été correctement identifiés.

Calendrier

Le rapporteur considère que le calendrier de mise à jour des DRR prévu par EDF est extrêmement serré et que des échanges réguliers, tels qu'ils ont déjà pu avoir lieu, entre EDF, l'ASN et l'IRSN doivent être maintenus à intervalle régulier afin de faciliter l'instruction des différents dossiers.

Par ailleurs, au regard des éléments présentés par EDF, la révision définitive des doctrines et programmes de base de maintenance préventive ne pourra être engagée qu'à l'issue de la « réconciliation » et de la mise à jour des DAC et DRB. La vérification de l'adéquation de ces documents étant un préalable à la visite décennale, il apparaît que le délai d'instruction de ces documents sera alors très restreint. En conséquence, le rapporteur attire l'attention d'EDF sur la nécessité de mettre à jour les documents de maintenance suffisamment en amont de la VD4 afin de les transmettre à l'ASN qui pourra formuler des observations sur leur contenu.

Méthodologie de mise à jour

Les données considérées par EDF sont les suivantes :

- une durée de fonctionnement jusqu'à la VD4 + 20 ans ;
- le retour d'expérience de l'exploitation des tranches ;
- les modifications fonctionnelles et matérielles réalisées depuis la mise à jour VD3 ;
- les modifications VD4 ;
- les écarts, et notamment « l'écart physique du dôme » (EPD) ;
- le nouveau référentiel APRP ;
- les valeurs actualisées du calage du CPP ;
- la réévaluation sismique VD4 ;
- les règles de conduite normale (RCN), les règles d'essais périodiques, les spécifications techniques d'exploitation (STE) et les règles de conduite incidentelle et accidentelle (CIA) ;
- les données issues des analyses des systèmes élémentaires (RIS, ASG, RRA) ;
- les remplacements de générateur de vapeur y compris les coudes de remplacement des branches primaires.

En particuliers, les éléments suivants font l'objet de mises à jour significatives issues des travaux de recherches menés par EDF:

- la mise à jour des courbes de fatigue et prises en compte des effets d'environnement ;
- les données matériaux à 60 ans ;
- les chargements thermiques pour les zones sensibles (stratification thermique, bras morts).

A ce stade de la mise à jour des DRR, le rapporteur juge satisfaisant l'identification des données d'entrée réalisée par EDF et leur analyse préliminaire.

Etude préliminaire menée par EDF sur la base des données d'entrée VD3

L'analyse d'impact réalisée par EDF dans la note [4] a consisté à évaluer l'impact de la seule durée de fonctionnement (étendue de VD 4 à VD4 + 20 ans) toutes choses égales par ailleurs aux données issues des études VD3 (à titre d'exemple, le DDS, les règles de conduite, les modifications matérielles de la VD3 ont été utilisées).

En pratique, une durée de fonctionnement de 500 000 heures correspondant à une durée de fonctionnement supérieure à 60 ans et couvrant ainsi VD4 + 20 ans a été retenue.

EDF a ainsi évalué l'impact de la durée de fonctionnement :

- d'une part vis-à-vis du nombre d'occurrences des situations de fonctionnement participant à l'évaluation des facteurs d'usage des zones en question, dans le but de déterminer l'impact sur la sensibilité à la fatigue (grâce aux DAC VD3) ;
- d'autre part vis-à-vis des caractéristiques matériaux utilisées pour la détermination du risque de rupture brutale, via les facteurs de marge disponibles (dans les DRB VD3).

Cette étude a permis d'identifier les zones susceptibles de devenir sensibles à un mode de dégradation et cette sensibilité doit être vérifiée par des études complémentaires lors de la mise à jour des DRR.

Le rapporteur considère que les nouvelles zones sensibles à un mode de dégradation qui seront identifiées lors de la mise à jour des DRR, devront faire l'objet d'un contrôle « point zéro » au plus tard lors de leur VD4 afin d'apporter une garantie quant à l'état réel des appareils.

Au regard de l'échéance de la première VD4 qui aura lieu en 2019, le rapporteur considère qu'EDF dispose du temps suffisant pour développer et qualifier les END adaptés.

Recommandation 1

Le rapporteur recommande qu'EDF procède à des contrôles de l'ensemble des nouvelles zones identifiées comme sensibles à un mode de dégradation au plus tard lors de la VD 4 du réacteur concerné. Le rapporteur considère que les procédés d'essai non destructif employés devront faire l'objet, préalablement à leur utilisation, d'une qualification.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de l'article 15 de l'arrêté [1] et sa circulaire, le rapporteur considère que *la visite complète est l'occasion de vérifier le bon état de parties du réacteur non visitées habituellement* et en cohérence avec la demande D10 du courrier [8] : « *Au regard de l'extension de la durée de fonctionnement envisagée, l'ASN vous demande de renforcer le programme de contrôle [sur les EIP]* ». Le rapporteur considère que les zones concernées par le risque de fissuration par fatigue devraient faire l'objet d'un examen par sondage élargi afin d'apporter une garantie complémentaire quant à la validité des études.

Recommandation 2

Le rapporteur recommande qu'EDF renforce son programme de contrôle sur les zones concernées par le risque de fissuration par fatigue.

Partie 2

Mise à jour du DDS

Le rapporteur considère que le processus de mise à jour du DSS apparaît maîtrisé et que peu de situations dépasseront les hypothèses prévues à la conception à l'échéance VD4 + 20 ans. En cas de dépassement, une analyse au cas par cas reste possible soit en réaffectant les transitoires en dépassement, soit en recalculant le facteur d'usage cumulé de fatigue.

Par ailleurs, le rapporteur note qu'EDF souhaite modifier la catégorie attribuée aux situations liées aux brèches supérieures à 1 pouce qui sont aujourd'hui considérées comme relevant de la 4^{ème} catégorie. Ce classement est, conformément à la méthodologie retenue lors de la SPN de 1987, déterminé sur la base d'études statistiques. Toutefois, EDF n'a avancé aucun argumentaire basé sur des études statistiques dans sa demande de modification du classement des brèches supérieures à 1 pouce.

Recommandation 3

Le rapporteur recommande que les petites brèches primaires jusqu'à 6 pouces soient maintenues en 3^{ème} catégorie dans le dossier des situations, en l'absence de justifications techniques des évolutions proposées.

Par ailleurs, dans l'hypothèse d'une attribution des brèches supérieures à 1 pouce aux situations de 4^{ème} catégorie, EDF ne s'est pas positionnée sur les conditions de redémarrage d'un réacteur après une telle situation. En effet, si la réglementation prévoit un redémarrage après requalification des équipements après une situation de 3^{ème} catégorie, elle ne prévoit pas de disposition pour redémarrer un réacteur à l'issue d'une situation de 4^{ème} catégorie. Pour rappel, les brèches de diamètre supérieur à 1 pouce entraînent l'injection de sécurité avec un découverture du cœur possible et une contamination du bâtiment réacteur.

Mise à jour du dossier des plans

EDF considère que le dossier des plans sera mis à jour si besoin au préalable de la quatrième visite décennale. EDF précise que les dossiers des plans « palier » sont utilisés pour les analyses DAC et DRB.

Le rapporteur rappelle que, conformément à l'article 5 de l'arrêté [1], « *l'exploitant remet à jour les plans des appareils et les éléments concernés du dossier visé à l'article 4 lors de chaque modification de ceux-ci et transmet les plans et documents [à l'ASN] dans un délai de six mois* ».

En conséquence, la mise à jour du dossier des plans, propre à chaque réacteur, est réalisée à chaque modification et le rapporteur considère que l'exploitant ne doit pas attendre la quatrième visite décennale d'un réacteur pour en effectuer la mise à jour.

Mise à jour du dossier Matériaux

Le rapporteur note que pour chacune des zones du circuit primaire et du circuit secondaire principal sensibles à des phénomènes de vieillissement (ou de dégradation), EDF a dressé un état des lieux des connaissances sur les mécanismes de dégradation (incluant le vieillissement) considérés, sur les caractéristiques matériaux impactées, sur les modèles de prévision utilisés et sur les valeurs à retenir à VD4 + 20 ans ainsi que sur les programmes de R&D associés, le cas échéant. Le rapporteur considère que les travaux envisagés sont satisfaisants.

Dans la plupart des cas les données sont disponibles avec un bon niveau de confiance. Parfois des besoins de compléments ou de consolidation sont apparus, qui ont donné lieu à l'engagement de programmes de R&D d'acquisition de données complémentaires. La plupart

des données seront disponibles à l'échéance 2015 ; certaines données complémentaires, attendues principalement à titre de consolidation, seront disponibles à échéance 2017.

Mise à jour des dossiers de justifications mécaniques

Relaxation secondaire

Sur la base de la méthode déjà appliquée aux dossiers « produits moulés » lors de la VD3 du palier 900 MWe et de la méthode codifiée dans le RCC-MRx, EDF a proposé la codification d'une méthode de calcul mécanique permettant d'estimer les chargements plus réalistes induits par les contraintes dites « secondaires ». Les contraintes retenues comme secondaires sont celles liées aux opérations de remplacement, à la dilatation thermique et à l'écart physique du dôme de la cuve.

Cette méthode permet de déterminer les efforts résultants des contraintes secondaires après plastification du matériau en cohérence avec sa loi de comportement (effort moins important que dans l'hypothèse d'une déformation élastique pure).

EDF prévoit d'utiliser cette méthode pour le calcul de la résistance à la rupture brutale des tuyauteries primaires notamment dans le cadre du traitement de l'écart physique du dôme.

Le rapporteur estime que la démarche de l'exploitant de prendre en compte la relaxation des moments secondaires est acceptable dans son principe puisqu'il s'agit d'un comportement physique de matériaux qui présentent, au niveau des boucles primaires du circuit primaire principal, une ductilité suffisante.

Toutefois, le rapporteur attire l'attention sur les deux points suivants :

- la méthode vise à rendre acceptable par un calcul plus réaliste des chargements qui pourraient conduire à des dépassements de critères. Il s'agit surtout de chargements « additionnels » car non prévus à la conception comme les moments créés par les RGV ou ceux induits par l'écart physique du dôme. Dans la mesure où il s'agit de réduire leur influence sur les résultats, cette méthode ne peut s'appliquer qu'à des chargements maîtrisés et connus avec une bonne précision ;
- la codification de la méthode doit conduire à une démarche enveloppe qui aboutisse à une relaxation minorée des efforts secondaires. A ce titre, les calculs devront être faits avec des modèles de boucles les plus pénalisants possibles compte tenu de la variabilité des équipements (présence de surépaisseur, borne supérieure de la limite d'élasticité, vieillissement thermique des coudes...). Les modèles — quand ils seront disponibles — devront être regardés sur ce point avec attention.

Nouveau référentiel d'évaluation de la résistance à la fatigue des aciers austénitiques

Le rapporteur note que suite au GP d'orientation « Durée et fonctionnement » du 19 janvier 2012, EDF s'est positionné quant à la prise en compte des effets d'environnement avec deux propositions de modification du code RCC-M fin 2014 pour les aciers austénitiques, les aciers austéno-ferritiques et les alliages à base Nickel :

- nouvelle courbe de conception « en air » ;
- facteur permettant de prendre en compte les effets environnementaux (température élevée et contact avec le milieu primaire) sur le facteur d'usage.

Le rapporteur rappelle que la méthodologie proposée par la NRC contenue dans le NUREG/CR 6909 est aujourd'hui la référence internationale pour la prise en compte des effets d'environnement.

La méthodologie retenue est étendue aux aciers inoxydables austéno-ferritiques et aux alliages à base de nickel. L'exploitant a informé le rapporteur que des études complémentaires spécifiques étaient en cours afin de justifier que les courbes de fatigue des aciers inoxydables austénitiques sont applicables également aux aciers inoxydables austéno-ferritiques et aux alliages à base de nickel comme c'est le cas actuellement dans le RCC-M et l'ASME.

Quant aux aciers ferritiques, EDF précise que ceux-ci sont revêtus côté primaire et ne sont donc pas soumis aux effets de l'environnement du milieu primaire. Côté circuit secondaire, EDF ne considère pas d'effets d'environnement en raison du taux d'oxygène dissous insuffisamment élevé. Cette position n'est pas partagée par certains organismes internationaux, notamment la NRC, dont les modèles présentés dans le NUREG/CR 6909 indiquent un effet d'environnement même à des taux d'oxygène dissous faible. Le rapporteur considère qu'EDF devra compléter les études relatives à la sensibilité des aciers ferritiques à l'environnement côté secondaire.

Recommandation 4

Le rapporteur recommande qu'EDF complète son approche pour la prise en compte des effets d'environnement par des études visant à préciser la sensibilité du dommage à la fatigue des circuits secondaires principaux à l'effet de l'environnement.

Le rapporteur considère que la proposition d'EDF pour la nouvelle courbe moyenne en air est satisfaisante.

L'établissement des nouveaux coefficients retenus par EDF est basé sur une analyse statistique de la dispersion de données expérimentales issues de différents essais. Différentes méthodes d'analyse ont été utilisées et les coefficients de passage ont toujours été calculés en retenant (95%,5%).

Le rapporteur note que la méthodologie de prise en compte des effets d'environnement est similaire à celle proposée dans le NUREG/CR 6909 qui est aujourd'hui retenue à l'international. Toutefois, le rapporteur note que la courbe de conception en air proposée par EDF intègre déjà une partie des effets d'environnement.

Cette prise en compte des effets d'environnement est basée sur 23 essais couvrant différents modes de chargement et différents états de surface.

Le rapporteur note que qu'EDF a décidé d'adapter le NUREG/CR 6909, qu'il juge trop conservatif, qui est aujourd'hui retenu à l'international et qu'EDF considère que la courbe de conception en air intègre déjà une partie des effets d'environnement.

En conséquence, le rapporteur constate qu'EDF a introduit les modifications suivantes :

- diminution des coefficients de 12 à 10 et de 2 à 1,4 ;
- introduction d'un facteur $F_{\text{en-intégré}}$.

Le rapporteur considère que, si la méthode américaine présente des conservatismes, elle est reconnue internationalement. Sans remettre en cause le travail réalisé et présenté par EDF pour la codification, le rapporteur considère qu'il est nécessaire de connaître avec plus de précision les marges et incertitudes associées à cette nouvelle méthode.

Recommandation 5

Le rapporteur recommande qu'EDF élargisse sa base de données afin de s'assurer du caractère conservatif du nouveau référentiel d'évaluation des dommages liés à la fatigue sur les aciers austénitiques prenant en compte les effets d'environnement, notamment en ce qui concerne :

- **la définition des coefficients de passage de la courbe moyenne en air à la courbe de conception. EDF précisera dans quelle mesure ces coefficients intègrent les effets d'environnement ;**
- **la définition du facteur d'environnement F_{en} et du facteur d'environnement intégré $F_{en-intégré}$.**

De plus, le rapporteur recommande qu'EDF étaye ses calculs en montrant l'influence des seuils statistiques (q%,p%) retenus. EDF devra notamment évaluer l'impact d'une valeur de q=99,7% et démontrer que les seuils statistiques retenus permettent d'obtenir des courbes de fatigue de conception englobant l'intégralité des données expérimentales.

Dossier Zones en Inconel

Le rapporteur considère que les éléments avancés par EDF sont satisfaisants. Le rapporteur rappelle que la stratégie de maintenance des zones en Inconel est révisée annuellement par EDF et soumise à l'ASN afin qu'elle puisse formuler ses observations. Cette pratique conduit à intégrer le retour d'expérience et les résultats d'études annuellement. La dernière mise à jour du dossier « Zones en Inconel » qui vise à synthétiser l'ensemble des éléments liés à ce matériau date de 2009 et EDF a informé le rapporteur qu'une mise à jour aurait lieu au préalable des quatrième visites décennales.

Dossier LBM

Le rapporteur considère que les travaux engagés par EDF sont satisfaisants.

Tenue mécanique des cuves

L'écart physique du dôme implique que, lors des transitoires de repli sans GMPP, le dôme reste chaud alors que la virole est plus froide et il apparaît une dilatation différentielle de la cuve et des internes. Ceci induit aussi une flexion des tubulures du CPP. L'impact de cet écart sur la tenue des cuves est donc multiple. Il nécessite notamment :

- une reprise de la modélisation Cathare et de nouveaux calculs thermohydrauliques ;
- une reprise du DAC de la cuve et de celui des internes de cuve.

EDF a identifié en plusieurs zones des cuves des défauts sous revêtement ayant pour origine la fissuration à froid lors de la fabrication, notamment au droit de la zone de cœur, dans les parties droites et les coins de tubulures. Il existe également un risque de défaut sous revêtement dans les viroles porte-tubulures. Le suivi de ces défauts plans diffère en fonction de la zone considérée et le rapporteur considère qu'un renforcement du programme de contrôle est nécessaire sur ces zones considérées comme non ruptibles.

Recommandation 6

Le rapporteur recommande qu'EDF renforce son programme de contrôle des zones concernées par la fissuration à froid des cuves.

Le rapporteur note que la méthodologie de sélection des transitoires étudiés dans le cadre de la justification de la tenue mécanique de la cuve ne revêt pas le même niveau d'exigence que les démonstrations réalisées dans le cadre des études de sûreté du rapport de sûreté. Cela conduit le rapporteur à la recommandation suivante.

Recommandation 7

Dans le cadre des études de justification de tenue mécanique des cuves, le rapporteur recommande qu'EDF évalue les conséquences de la prise en compte de l'aggravant le plus pénalisant sur les résultats des études de tenue en service des cuves.

En cas de non-respect des critères de tenue mécanique, EDF devra analyser les raisons du dépassement des critères, évaluer les enjeux de sûreté, et si nécessaire identifier les éventuelles dispositions envisageables pour y remédier, examiner leur faisabilité et leur intérêt.

La prise en compte de l'aggravant le plus pénalisant pourra être réalisée selon une méthodologie déterministe similaire à celle du rapport de sûreté en retenant notamment les paramètres suivants :

- **la sélection des études à mener est fonction de l'occurrence de l'initiateur seul ;**
- **la catégorie de la situation considérée est fonction de l'occurrence de l'initiateur seul ;**
- **l'aggravant le plus pénalisant, vis-à-vis de la tenue mécanique, est retenu systématiquement indépendamment de son occurrence.**

Concernant la mise à jour du dossier « marges cuve » pour la zone de cœur soumise à irradiation, la démonstration de la tenue en service des cuves au-delà de la VD4 fera l'objet des dossiers suivants :

- un dossier de démonstration pour la période d'exploitation VD4 / VD4 + 10 ans, qui a été transmis à l'ASN début 2015 ;
- un dossier de démonstration pour la période d'exploitation VD4 + 10 ans / VD4 + 20 ans, qui sera transmis à l'ASN fin 2017.

Pour la constitution de ces dossiers de justification, EDF a prévu d'intégrer de nouvelles pratiques d'ingénierie, ou récemment introduites dans les dossiers de justification VD3-VD4 des cuves de 900 MWe et 1300 MWe. Ces dossiers feront l'objet d'une présentation dédiée au Groupe Permanent d'experts.

Etudes complémentaires : Prise en compte des conditions de fonctionnement et délais d'intervention des opérateurs retenues pour EPR

Selon l'analyse d'EDF relative à la prise en compte des situations EPR dans la mise à jour de la démonstration de sûreté des réacteurs de 900MWe, il ressort que 31 conditions de fonctionnement de dimensionnement de l'EPR sont non explicitement traitées ou partiellement traitées dans le domaine de dimensionnement des rapport de sûreté du palier 900 CP0 et CPY à l'état VD3. Le rapporteur considère qu'EDF devrait évaluer le comportement mécanique des équipements du circuit primaire principal et du circuit secondaire principal des réacteurs de 900 MWe pour les situations pertinentes (de 2^{ème}, 3^{ème} et 4^{ème} catégories), non prises en compte à leur conception, mais retenues pour la conception du réacteur EPR.

Le délai d'intervention en condition accidentelle de l'opérateur constitue une hypothèse conventionnelle des études déterministes des accidents de dimensionnement. Pour l'ensemble des réacteurs du parc en exploitation, ce délai est de 20 mn. Pour l'EPR, ce délai est de 30mn. L'augmentation des délais disponibles pour l'opérateur pour agir en condition accidentelle constitue une amélioration de la sûreté. Le délai d'action de l'opérateur doit faire l'objet d'une attention particulière dans la mesure où il constitue une hypothèse des études d'accidents dont le conservatisme n'est pas garanti. Le rapporteur considère qu'EDF devrait présenter une évaluation des conséquences de la transposition des valeurs de délais d'intervention de l'opérateur fixés pour le réacteur EPR, en vue notamment d'identifier les effets faibles éventuels.

Recommandation 8

Le rapporteur recommande qu'EDF évalue le comportement mécanique des équipements sous pression des réacteurs de 900 MWe vis-à-vis des situations, identifiées comme pertinentes, et des délais « opérateur » du référentiel de l'EPR de Flamanville 3. En cas de non-respect des critères de tenue mécanique, EDF devra analyser les raisons du dépassement des critères, évaluer les enjeux de sûreté, et si nécessaire identifier les éventuelles dispositions envisageables pour y remédier et examiner leur faisabilité et leur intérêt.

Traitement des écarts

A ce jour, les défauts plans ayant pour origine la fabrication ne font pas l'objet d'un traitement centralisé puisqu'il relève de la responsabilité de chaque site de les justifier. Le rapporteur considère qu'afin de définir une méthodologie de résorption des défauts plans dans les appareils, EDF doit réaliser un état des lieux exhaustif des défauts plans présents sur les appareils de chacun des réacteurs.

De plus, le rapporteur rappelle que l'arrêté [1] et sa circulaire introduisent comme orientation principale la réparation des défauts, indépendamment du cas spécifique des fissures. La circulaire précise toutefois que cette orientation ne conduit pas à une application systématique de la règle : la réparation peut être différée et le maintien en l'état de certains défauts est également envisagé, selon le type de défaut concerné.

Recommandation 9

Le rapporteur recommande qu'EDF présente un état des lieux exhaustif des défauts présents dans le circuit primaire principal et dans les circuits secondaires principaux de chacun des réacteurs.

A l'issue de cet état des lieux, le rapporteur recommande qu'EDF propose un plan de résorption des défauts plans se trouvant dans le circuit primaire principal et dans les circuits secondaires principaux.

Le rapporteur considère que le maintien en service des défauts plans devra être motivé et dûment justifié.

Références

[1] Arrêté du 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.

[2] Note EDF ENRECP120333 ind.A du 14/05/2013 Analyse de l'impact du passage à 60 ans sur les DRR et les dossiers génériques du palier 900 MWe à l'état de référence VD3

[3] D4507020267 ind.A du 15/04/2011 Note technique – règles de comptabilisation des situations du CPP et des CSP pour les tranches du palier 900MWe.

[4] D305914006068 du 21/05/2014 – Projet VD4 900 : Programme de mise à jour des dossiers de référence réglementaires pour la poursuite d'exploitation jusqu'à VD4 + 20 ans.

[5] Avis IRSN 2015-00089 du 20 mars 2015 – Paliers 900MWe – Programme de mise à jour des dossiers de référence réglementaires pour la poursuite de l'exploitation jusqu'à VD4 + 20 ans.

[6] Note D02-ARV-01-063-604 du 11/12/2014 « Méthode prédictive de relaxation des efforts secondaires dans les tuyauteries primaires approche théorique ».

[7] Lettre ASN 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 ».

[8] D4550.32-05/3225 ind .1 du 6 juillet 2009 - Doctrine de maintenance de la cuve palier 900MWe

[9] D305914019422 ind.A Classement des brèches primaires : limites entre 3^{ème} et 4^{ème} catégories pour les paliers 900, 1300, et N4 dans les RDS et DDS

[10] Rapport DSR 201-décembre 2007- Défauts sous revêtement du circuit primaire principal hors zone de cœur.