



DIRECTION DES CENTRALES NUCLEAIRES

Paris, le 11 avril 2019

Réf. : CODEP-DCN-2019-000497**Monsieur le Directeur du projet EPR de
Flamanville 3
EDF
97 avenue Pierre BROSSOLETTE
92542 Montrouge****Objet : Réacteurs électronucléaires – EDF – Réacteur EPR de Flamanville 3
Démonstration de sûreté nucléaire**

Monsieur le Directeur,

Par le décret en référence [1], le Gouvernement a autorisé la création de l'installation nucléaire de base (INB) n° 167, dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR. Par le courrier en référence [2] et en application du VI de l'article 20 du décret en référence [3], vous avez transmis le 16 mars 2015 à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), puis mis à jour par courrier en référence [4] le 30 juin 2017, un dossier de demande d'autorisation de mise en service de Flamanville 3 (DMES). Ce dossier comprend le rapport de sûreté de l'installation, les règles générales d'exploitation, l'étude sur la gestion des déchets de l'installation, le plan d'urgence interne, le plan de démantèlement et l'étude d'impact.

L'ASN a réuni le groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR) (cf. lettre en référence [5]) les 4 et 5 juillet 2018 afin de recueillir son avis sur la démonstration de sûreté nucléaire du réacteur EPR de Flamanville.

Le GPR a plus particulièrement examiné, sur la base d'un rapport d'expertise préparé par l'IRSN :

- les suites données par EDF aux demandes formulées par l'ASN et aux engagements qu'EDF a pris à la suite des réunions du GPR relatives à l'organisation et aux moyens de conduite (juin 2015), à la gestion des accidents graves et aux études probabilistes de sûreté de niveau 2 (octobre 2015), à la sûreté de la manutention et de l'entreposage du combustible (mars 2016), aux études d'accident (juin et juillet 2016) et à la conception des systèmes et à la protection contre les effets des agressions (décembre 2016) ;
- les hypothèses de la démonstration de sûreté relatives à la courbe d'insertion des grappes de contrôle du réacteur et à leur temps de chute en cas de séisme ;
- la conception des systèmes de filtration de l'eau de l'IRWST* (réservoir d'eau borée situé au fond de bâtiment du réacteur) en situation d'accident grave.

Le GPR a rendu son avis en référence [6] à l'issue de la réunion des 4 et 5 juillet 2018.

*

Je considère que la démonstration de sûreté nucléaire du réacteur EPR de Flamanville 3 est globalement satisfaisante mais que certains points doivent être complétés. Ces points sont listés dans l'annexe 1 au présent courrier. **Parmi ces points, ceux identifiés « MES » sont nécessaires pour que l'ASN puisse se prononcer sur votre dossier de demande d'autorisation de mise en service du réacteur [4].**

Cette liste pourrait être complétée par des demandes ultérieures pour tenir compte de l'examen des compléments qu'EDF s'est engagée à transmettre [61].

*

Conditions de fonctionnement de référence

Au sujet de la justification de la liste des études déterministes d'accidents, l'ASN demande que, en fonction de l'état de fonctionnement du réacteur, les dispositions permettant de réduire la probabilité de, et le cas échéant d'exclure, l'ouverture intempestive d'une vanne d'isolement du circuit de décharge à l'atmosphère ou d'une ligne de dépressurisation du circuit primaire soient détaillées dans la note de justification de la liste des PCC.

*Au sujet des règles d'étude et des choix des instants de cumul du MDTE**¹, le caractère pénalisant des choix que vous avez opérés doit être justifié, tant sur l'instant retenu comme le plus défavorable entre les trois instants conventionnels, que sur le fait d'étudier l'impact de la prise en compte du cumul du MDTE dans les transitoires ne sollicitant pas l'arrêt automatique du réacteur.

Au sujet de la maîtrise de la réactivité pour les incidents et accidents de refroidissement incontrôlés, l'ASN a noté la révision des études de sûreté opérée par EDF à la suite de l'instruction de la démonstration de sûreté de l'EPR de Flamanville. Cependant, certaines études d'accident ne reflètent pas l'état final de conception et ne valorisent pas les modifications introduites. Par ailleurs, l'ASN réitère sa demande concernant la définition d'exigences vis-à-vis de la maîtrise de la réactivité dans les différents états de fonctionnement du réacteur.

Au sujet de la démonstration de sûreté en recharge, l'ASN considère nécessaire sa mise à jour afin de couvrir :

- la vérification de la sous-criticité du cœur à la suite d'une RTV* initiée en arrêt à chaud (état A3) ;
- la phase moyen terme de l'accident de dilution incontrôlée du circuit primaire lorsque l'aggravant porte sur la défaillance d'une vanne réglante d'une ligne VDA.

Au sujet de la démonstration de l'absence de risque de criticité en cas de chute d'assemblage de combustible dans ou sur le cœur, l'ASN considère nécessaire d'intégrer au rapport de sûreté les éléments permettant de démontrer l'absence de risque de criticité en cas de chute d'un assemblage de combustible grappé ou non grappé dans ou sur le cœur du réacteur.

*Au sujet de la phase moyen terme de la RTV initiée à puissance nulle avec arrêt automatique des GMPP**, l'ASN considère que, dans l'attente d'une démonstration de sûreté nucléaire basée sur une méthode d'étude approuvée de l'accident de RTV à puissance nulle avec arrêt des pompes primaires, les études de sensibilités complémentaires transmises par EDF doivent être intégrées ou référencées dans le rapport de sûreté.

¹ Les termes suivis d'un astérisque sont définis en annexe 2.

Au sujet du caractère enveloppe de la courbe d'insertion des grappes utilisée comme hypothèse des études d'accident du rapport de sûreté, le caractère pénalisant de la courbe d'insertion des grappes telle qu'utilisée dans le rapport de sûreté pour les accidents étudiés avec une modélisation 3D doit être justifié.

Au sujet du temps de chute des grappes en cas de séisme, la démonstration apportée par EDF doit être complétée par des études de sensibilité afin d'évaluer l'impact d'une augmentation des temps de chute sur les critères de sûreté.

Ces points font l'objet de demandes dans le chapitre A de l'annexe 1.

Évaluation de la méthode d'analyse du risque incendie

Pour l'analyse du risque lié aux incendies, EDF se base sur des zones d'effets forfaitaires ou sur des justifications par modélisation. L'ASN considère qu'EDF ne peut pas uniquement se fonder sur ces études pour écarter un requis de protection des câbles par enrubannage coupe-feu dit fonctionnel lorsqu'il existe un risque de perte par mode commun de câblage fonctionnellement confirmé en cas d'incendie. Par ailleurs, EDF doit compléter la liste des modes communs potentiels en cas d'incendie et doit vérifier que la combustion des câbles ne disposant pas de protection qualifiée contre le feu ne remet pas en cause les études de mode commun réalisées jusqu'à présent.

Ces points font l'objet de demandes dans le chapitre B de l'annexe 1.

Conception des systèmes de sûreté de la chaudière

Concernant la démarche de conception et de validation mise en œuvre par EDF pour la réalisation du PACS*, EDF a mis à jour les cahiers des charges des schémas électriques des cellules et a transmis des éléments afin de justifier que les essais de démarrage prévus permettront de valider les spécifications des cellules électriques F1A². Toutefois, à la suite d'un examen par sondage, l'IRSN a constaté que certaines priorités n'étaient pas testées. EDF s'est donc engagée [61] à vérifier de manière exhaustive l'existence de tests pour chaque schéma-type et pour chaque priorité définie dans le cahier des charges des cellules PACS.

Concernant la conception des systèmes de filtration du système d'injection de sécurité, dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, il a été mis en évidence la sensibilité de la perte de charge aux bornes des filtres vis-à-vis de la température et de la chimie de l'eau de recirculation. Ainsi, la démonstration de la capacité des filtres de l'injection de sécurité à accomplir leur fonction doit être justifiée et renforcée par la réalisation d'essais complémentaires.

Ces points font l'objet de demandes figurant dans le chapitre C de l'annexe 1.

Sûreté de l'entreposage et de la manutention de combustible

Le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible est assuré par deux trains PTR* principaux (fonctions classées F1*) et un troisième train PTR (fonction classée F2*). Dans la situation de fuite non

² Les systèmes et composants classés F1A sont les systèmes et composants nécessaires pour ramener l'installation à un état contrôlé pour les accidents de fonctionnement de référence de niveau 2 à 4.

isolable à l'aspiration d'un train PTR principal, ce dernier est valorisé dans les études afin de reprendre le refroidissement et d'atteindre l'état sûr.

Toutefois, la situation de brèche, de taille limitée ou non, sur un train PTR principal avec défaillance du troisième train PTR, ainsi que les situations de brèche importante à l'aspiration du troisième train PTR, une fois les appoints en eau à la piscine BK* épuisés, peuvent conduire à des risques de découverture des assemblages de combustible en piscine. La restauration du refroidissement et le non-découvrement du combustible nécessiteraient alors des actions locales dont la faisabilité doit nécessairement être démontrée préalablement à la mise en service.

Ces points font l'objet des demandes détaillées dans le chapitre D de l'annexe 1.

Organisation et moyens de conduite

Les moyens de conduite se distinguent de ceux des réacteurs d'EDF en exploitation par une automatisation renforcée, un nombre plus important d'aides informatisées et des évolutions apportées à l'organisation de l'équipe de conduite. Dans la perspective d'observations FOH* annoncées par EDF dans le cadre des essais de démarrage et du premier cycle d'exploitation, l'ASN formule des observations portant sur différents thèmes liés à l'organisation (modifications nécessaires, conduite en station de repli, opérateur de renfort, gestion des commandes groupées, mise en œuvre des moyens locaux de crise...).

Ces points font l'objet de demandes dans le chapitre E de l'annexe 1.

*

Les demandes sont identifiées selon leur délai de prise en compte :

- le suffixe « T2-19 » correspond à des demandes dont la réponse est attendue avant le 30 juin 2019 ;
- le suffixe « MES » correspond à des demandes dont la réponse doit parvenir à l'ASN dans un délai compatible avec leur examen dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service, c'est-à-dire au moins six mois avant la date de mise en service envisagée ;
- le suffixe « AN » correspond à des demandes dont la réponse est attendue sous un an à compter de la date de présent courrier ;
- le suffixe « DFD » correspond à des demandes dont la réponse doit être intégrée dans le dossier de fin de démarrage, tel que défini au V de l'article 20 du décret en référence [3], dont la date de remise sera fixée par la décision d'autorisation de mise en service ;
- le suffixe « C2 » correspond à des demandes dont la réponse est attendue préalablement au démarrage du second cycle de fonctionnement du réacteur.

*

Certains points soulevés au cours de l'instruction ont fait l'objet d'engagements de votre part. Vous avez confirmé ces engagements par lettres en référence [10], [11] et [61].

L'ASN vous demande de veiller au respect de ces engagements dans les délais prévus car leurs résultats sont nécessaires pour statuer sur la demande d'autorisation de mise en service du réacteur EPR de Flamanville. L'ASN considère notamment que les engagements de mise à jour du dossier de demande de mise en service que vous avez pris au travers du courrier [61] sont nécessaires à la complétude et au respect de la démonstration de sûreté, telle que demandée au titre III de l'arrêté en référence [66].

L'ASN vous demande de présenter trimestriellement, lors des réunions de suivi du projet, un bilan exhaustif de leur réalisation. L'ASN vous demande d'y intégrer la prise en compte des demandes de l'ASN portées par le présent courrier et son annexe 1. Vous veillerez, préalablement à chacune de ces réunions de suivi, à transmettre à l'ASN un récapitulatif écrit de l'avancement des études et actions entreprises en conséquence, *a minima* une semaine avant cette réunion.

*

Le présent courrier identifie des éléments nécessaires à la prise de position de l'ASN sur votre demande d'autorisation de mise en service. **Vous voudrez bien me transmettre ces pièces avant le 30 septembre 2019. Le délai d'instruction de la demande d'autorisation de mise en service de Flamanville 3 transmise par le courrier en référence [1] est suspendu, conformément aux dispositions de l'article L. 114-5 du code des relations entre le public et l'administration.** Cette suspension prend fin de plein droit dès réception de l'intégralité des pièces demandées.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de ma considération distinguée.

**Le directeur général adjoint
SIGNE**

Julien COLLET

Demandses et observations de l'ASN

A. Conditions de fonctionnement du réacteur

A.1. Conditions de fonctionnement de référence (PCC)

A.1.1 Justification de la liste des études déterministes d'accidents

À la suite de l'instruction menée en 2014 du chapitre 15.0 du rapport de sûreté dédié aux études des conditions de fonctionnement de référence de l'EPR de Flamanville [36], EDF a mis à jour la note de justification de la liste des études déterministes d'accidents.

L'analyse menée dans le cadre de la consultation du GPR dédiée aux études d'accident de l'EPR de Flamanville en 2016 a conduit l'ASN à formuler la demande suivante en référence [37] : « *L'ASN estime que, si la nouvelle note [...] constitue une avancée en termes de description de la démarche d'élaboration de cette liste, elle ne répond pas à la demande exprimée dans le courrier en référence [36] en termes de justification d'exclusion de certains événements et de classification des événements étudiés et qu'elle doit donc être complétée sur ce point préalablement à la mise en service de l'EPR FLA3* ».

En réponse, EDF s'est engagée à mettre à jour, à échéance de juin 2018, la note de justification de la liste des PCC en intégrant les éléments apportés en référence [38]. **L'ASN considère que ces éléments permettent de répondre à sa demande.**

Toutefois, le transitoire d'ouverture intempestive d'une VDA* présente des enjeux de sûreté plus élevé que celui des lignes GCTa des réacteurs actuellement en fonctionnement du fait de la capacité plus importante de ces lignes. L'ASN considère donc qu'EDF devra détailler les dispositions prises en termes d'architecture et de verrouillage du contrôle-commande ainsi que les pratiques d'exploitation de ce système en fonctionnement normal et les dispositions organisationnelles permettant de réduire la probabilité d'ouverture intempestive d'une VDA en états A et B. Ces éléments permettront de conforter le classement respectif de ces événements en catégorie PCC-3 (état A) ou en catégorie PCC-4 (état B).

L'accroissement significatif des conséquences induites par une ouverture intempestive ou incontrôlée d'une vanne d'isolement du circuit de décharge à l'atmosphère conduit l'ASN à formuler la demande suivante :

Demande FCT-1.1-DFD : L'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage, de détailler dans la note de justification de la liste des PCC les dispositions permettant de réduire la probabilité d'ouverture intempestive d'une vanne d'isolement du circuit de décharge à l'atmosphère (VDA) en états A et B.

Vous détaillerez ces dispositions en termes d'architecture et de verrouillage du contrôle-commande ainsi que de pratiques d'exploitation et d'organisation.

Ces justifications permettront de conforter le classement respectif de ces situations en événements de catégories PCC-3 (état A) et PCC-4 (état B).

Concernant l'ouverture intempestive d'une ligne de dépressurisation du circuit primaire, EDF a apporté au cours de l'instruction des éléments jugés satisfaisants sur la quantification du risque induit par une défaillance du contrôle-commande.

En revanche, EDF ne prévoit pas de préciser, dans la note de justification de la liste des PCC, les dispositions prises pour exclure toute ouverture inappropriée d'une ligne de dépressurisation du circuit primaire utilisable en « accident grave » par l'opérateur.

Dans la mesure où ces lignes « accident grave » sont spécifiques à l'EPR de Flamanville, l'ASN considère que la note de justification de la liste des PCC doit apporter une démonstration robuste et complète de l'exclusion de leur risque d'ouverture intempestive en état C et la réduction de ce risque en états A et B, en particulier vis-à-vis des cas qui pourraient résulter d'erreurs humaines, ce qui conduit l'ASN à formuler la demande suivante :

Demande FCT-1.2-DFD : L'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage, d'intégrer à la note de justification de la liste des PCC de l'EPR de Flamanville une présentation exhaustive des éléments permettant de démontrer l'exclusion du risque d'ouverture intempestive d'une ligne de dépressurisation du circuit primaire en état C et de réduire au maximum le risque en états A et B pour justifier son classement en catégorie 4. En particulier, vous détaillerez ces dispositions en termes d'architecture et de verrouillage du contrôle-commande ainsi que de pratiques d'exploitation et d'organisation vis-à-vis des cas qui pourraient résulter d'erreurs humaines.

A.1.2 Règles d'études : choix des instants de cumul du MDTE*

Les directives techniques en référence [39] prévoient que « *les transitoires, incidents et accidents de référence doivent être étudiés en supposant la perte des alimentations électriques externes au moment le plus défavorable* ».

L'ASN a demandé à EDF, dans le cadre de l'instruction du chapitre 15.0 du rapport de sûreté de l'EPR de Flamanville, de justifier le choix de l'instant le plus pénalisant à considérer pour la perte des alimentations électriques [36].

En réponse, vous rappelez en référence [40] votre pratique actuelle consistant à considérer l'instant le plus pénalisant des trois instants conventionnels suivants : survenue de l'initiateur, déclenchement de l'arrêt automatique réacteur et déclenchement de l'injection de sécurité.

L'ASN considère comme insuffisants les éléments apportés par EDF et estime nécessaire de justifier que les instants conventionnels que vous retenez pour des facilités d'études constituent bien les instants pénalisants des transitoires étudiés. En particulier, concernant les études d'accident pour lesquelles les marges aux critères sont faibles, aucune analyse de sensibilité autour de l'instant conventionnel retenu pour l'application du MDTE n'a été réalisée. Cela conduit l'ASN à formuler la demande suivante :

Demande FCT-2.1-AN : L'ASN vous demande de définir, sous un an, une démarche d'étude permettant de justifier que l'instant le plus pénalisant choisi pour l'application du MDTE entre les trois instants conventionnels correspond à l'instant le plus défavorable demandé par les directives techniques.

Demande FCT-2.2-DFD : Par ailleurs, l'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage, d'appliquer, lorsque les marges aux critères de sûreté sont faibles, la démarche précédemment définie afin de justifier l'instant pénalisant considéré pour l'application du MDTE.

L'instruction des études d'accident associée au deuxième réexamen périodique des réacteurs de 1450 MWe conduit, de plus, l'ASN à s'interroger sur l'instant pénalisant à considérer pour les transitoires durant lesquels l'arrêt automatique du réacteur n'est pas sollicité.

En effet, pour les transitoires ne générant ni arrêt automatique du réacteur ni signal d'injection de sécurité, vous avez retenu de considérer le MDTE à l'instant de l'initiateur. Le caractère pénalisant de cette hypothèse n'étant pas établi, l'ASN formule la demande suivante :

Demande FCT-2.3-AN : L'ASN vous demande de définir, sous un an, une méthodologie permettant d'étudier l'impact de la prise en compte du cumul du MDTE dans les transitoires ne sollicitant pas l'arrêt automatique du réacteur afin de vérifier le caractère pénalisant des transitoires présentés dans le rapport de sûreté. En particulier, l'analyse relative à l'identification de l'instant pénalisant de perte des pompes primaires devra couvrir des instants différés par rapport à l'initiateur du transitoire.

Demande FCT-2.4-DFD : À échéance du dossier de fin de démarrage, l'ASN vous demande d'appliquer la méthodologie précédemment définie pour vérifier le caractère pénalisant des transitoires présentés dans le rapport de sûreté ne sollicitant pas l'arrêt automatique du réacteur. Le cas échéant, vous mettrez à jour le rapport de sûreté.

A.1.3 Maîtrise de la réactivité pour les incidents et accidents de refroidissement incontrôlé

Les moyens de contrôle de la réactivité définis lors de la conception de l'EPR de Flamanville avaient initialement pour objectifs de garantir la sous-criticité du réacteur après l'arrêt automatique du réacteur (AAR) [39].

Des exceptions à ce principe général sont néanmoins considérées comme acceptables sous réserve d'une justification « au cas par cas » afin de couvrir certaines conditions PCC de refroidissement incontrôlé pour lesquelles l'apport de réactivité par effet modérateur se poursuit après l'arrêt automatique du réacteur.

À la suite de l'instruction du chapitre 15.0 du rapport de sûreté, l'ASN a considéré [36] que les conditions de fonctionnement de deuxième catégorie (PCC-2), qui ont les fréquences estimées les plus élevées parmi les PCC, n'avaient pas lieu de faire exception au principe général (demande B.6.1).

Pour les conditions PCC-3 et PCC-4 initiées dans l'état « réacteur en production », l'ASN a considéré que « l'acceptabilité d'un retour en criticité [...] pourrait être considérée après examen particulier », sous réserve « de définir les exigences à respecter afin de limiter, d'une part, l'endommagement de la première barrière [...] et, d'autre part, de garantir le retour à un état sous-critique sans action manuelle des opérateurs » (demande B.6.2).

Concernant la demande B.6.1, EDF a mis à jour le rapport de sûreté en modifiant les études classées PCC-2 conduisant initialement à un retour en criticité après l'arrêt automatique du réacteur³. L'ASN considère comme acceptables les études transmises par EDF permettant de justifier le non-retour en criticité pour les accidents classés PCC-2.

Pour le cas particulier de la dilution incontrôlée initiée à une puissance comprise entre 0 et 5 % de la puissance nominale en postulant l'aggravant sur l'absence de fermeture de la vanne réglante du VDA, la fréquence de ce transitoire pour un fonctionnement du réacteur à ce niveau de puissance correspond à celle des conditions de fonctionnement PCC-3. Le retour en puissance constaté pour cette étude est donc jugé acceptable. Par ailleurs, le niveau de puissance nucléaire atteint ainsi que la durée de retour en criticité sont limités.

Concernant la demande B.6.2, l'ASN considère que les modifications⁴ mises en place par EDF sur l'installation pour contribuer à la maîtrise de la réactivité après l'arrêt automatique du réacteur pour les PCC de refroidissement sont utiles pour démontrer le respect du principe général requérant que l'arrêt automatique du réacteur mette fin à la réaction en chaîne. L'ASN note qu'à quelques exceptions près le retour automatique à un état sous-critique est vérifié.

Cependant, en l'absence de révision du rapport de sûreté sur ce sujet, la plupart des études concernées du rapport de sûreté du DMES ne reflètent pas l'état final de conception en ne valorisant pas ces modifications par rapport à la conception initiale du réacteur EPR.

De fait, les études de sûreté décrites dans le rapport de sûreté actuel ne permettent pas de démontrer le bon dimensionnement du réacteur vis-à-vis des exigences portées par la demande B.6.2. En conséquence, l'ASN formule la demande suivante :

Demande FCT-3.1-DFD : L'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage :

- **de mettre à jour les études d'accident décrites dans le rapport de sûreté de Flamanville 3 afin de refléter l'état final de conception de l'installation, en particulier vis-à-vis des dispositions prises pour maîtriser la réactivité après l'arrêt automatique du réacteur lors des accidents de dimensionnement ;**
- **de formaliser dans le rapport de sûreté des exigences de :**
 - **non-retour en criticité après arrêt automatique du réacteur initié en état « réacteur en production » pour les accidents de catégorie 2 (PCC-2) ;**
 - **retour à un état sous-critique sans action manuelle des opérateurs pour les transitoires de catégories 3 et 4 (PCC-3 et PCC-4) initiés en état « réacteur en production ».**

Dans l'hypothèse où ces exigences ne pourraient être respectées pour certains transitoires accidentels, l'ASN vous demande de justifier au cas par cas l'acceptabilité des conséquences vis-à-vis de la sûreté de l'installation.

Concernant les états d'« arrêt normal », durant lesquels la criticité n'est pas recherchée, l'ASN a considéré en référence [36] qu'EDF devait « *définir des exigences relatives à la maîtrise de la réactivité pour les PCC initiés dans les états du réacteur où le cœur est initialement sous-critique [...]* » (demande B.6.4).

³ Etudes classées PCC-2 conduisant initialement à un retour en criticité après l'AAR : ouverture intempestive d'une vanne GCT avec aggravant sur le refus de fermeture d'une vanne d'isolement vapeur ou sur le blocage d'une grappe en position haute, dilution incontrôlée initiée en puissance avec un aggravant sur l'absence de fermeture de la vanne réglante du VDA.

⁴ Modifications définies par EDF pour contribuer à la maîtrise de la réactivité après l'AAR : relèvement des insertions limites et nouveaux signaux de démarrage automatique du RBS par « basse pression pressuriseur » et « basse pression vapeur ».

EDF a indiqué en référence [40] que le retour en puissance du réacteur dans ces situations ne présentait pas d'enjeu de sûreté et que la vérification de l'intégrité de la première barrière et l'atteinte de l'état contrôlé puis de l'état sûr par l'action des opérateurs constituaient des exigences suffisantes pour assurer la démonstration de sûreté.

En conséquence, EDF n'a pas défini, dans le chapitre 15.0 du rapport de sûreté, d'exigences spécifiques à respecter pour l'atteinte de l'état contrôlé des conditions PCC de refroidissement. Cela conduit l'ASN à renouveler sa demande formulée en référence [36] :

Demande FCT-3.2-DFD : L'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage, de définir des exigences relatives à la maîtrise de la réactivité pour les PCC initiés dans les états du réacteur où le cœur est initialement sous-critique (à l'exception de la recherche de la criticité) et de les décliner en critères techniques d'acceptation dans le sous-chapitre 15.0 du rapport de sûreté.

A.1.4 Démonstration de sûreté en recharge

Dans votre courrier en référence [61] (Position O I-1), vous avez indiqué que les études d'ouverture d'une vanne VDA ou d'une soupape de générateur de vapeur sous le permissif P9 (état B), réalisées lors de la vérification en recharge, permettaient de couvrir de manière indirecte la vérification de la sous-criticité du cœur à la suite d'une rupture de tuyauterie vapeur initiée en arrêt à chaud (état A3).

L'ASN considère que ces éléments doivent être précisés et justifiés dans le cadre du dossier général d'évaluation de la sûreté de la recharge de Flamanville 3 (DGES). En conséquence, l'ASN formule la demande suivante :

Demande FCT-4.1-C2 : L'ASN vous demande, préalablement au démarrage du second cycle de production du réacteur EPR de Flamanville 3, de modifier le DGES afin d'indiquer et de justifier que les études d'ouverture d'une vanne VDA ou d'une soupape de générateur de vapeur sous le permissif P9 (état B), réalisées lors de la vérification de la recharge, permettent de couvrir la vérification de la sous-criticité du cœur à la suite d'une rupture de tuyauterie vapeur initiée en arrêt à chaud (état A3).

Par ailleurs, l'ASN constate qu'EDF prévoit une évaluation de la sûreté des recharges pour les phases court et long termes du transitoire de dilution incontrôlée du circuit primaire lorsque l'aggravant porte sur la défaillance d'une vanne réglante d'une ligne VDA (PCC de catégorie 2 initiée en état « réacteur en production »). Cependant, EDF n'étudie pas le risque de retour en puissance à moyen terme. L'ASN considère donc que le DGES ne permet pas de répondre à la demande B.6.1 formulée dans le courrier en référence [36] et émet la demande suivante :

Demande FCT-4.2-C2 : L'ASN vous demande, préalablement au démarrage du second cycle de production du réacteur EPR de Flamanville 3, de modifier le DGES afin de le mettre en cohérence avec l'étude de dilution incontrôlée du circuit primaire lorsque l'aggravant porte sur la défaillance d'une vanne réglante d'une ligne VDA. Cette modification devra permettre de couvrir la phase moyen terme de l'accident, durant laquelle EDF devra démontrer le non-retour en criticité après l'arrêt automatique réacteur.

A.1.5 Caractère enveloppe de la courbe d'insertion des grappes utilisée comme hypothèse des études d'accident du rapport de sûreté

Dans le cadre de l'instruction relative à la capacité du logiciel CIGAL à calculer le temps de chute des grappes, le caractère enveloppe de la courbe d'insertion des grappes a été analysé. Cette courbe, détaillée dans le chapitre 15.1 du rapport de sûreté dans sa version de juin 2017, est utilisée comme donnée d'entrée des études d'accident de la démonstration de sûreté.

Certains transitoires accidentels conduisent à des marges minimales vis-à-vis du RFTC* atteintes avant la chute complète des grappes de contrôle. En pratique, le minimum de RFTC peut être observé pour des insertions partielles inférieures à 30 % de la hauteur du cœur.

Une cinétique de chute plus lente que celle postulée dans les études de sûreté pourrait donc avoir un effet comparable à un retard de l'arrêt automatique du réacteur.

L'ASN a formulé en référence [41] la demande suivante : « L'ASN vous demande de prendre des dispositions pour assurer le caractère enveloppe de la courbe d'insertion des grappes utilisée dans les études du rapport de sûreté. Ceci pourrait être obtenu par une pénalisation convenable de cette courbe en vue de son utilisation dans les études d'accident, ou par une vérification régulière lors d'essais périodiques. Les essais de démarrage pourraient également être utilisés à cette fin ».

L'ASN considère que les arguments présentés par EDF en référence [42] ne permettent pas de démontrer le caractère enveloppe de la courbe d'insertion des grappes utilisée dans les études du rapport de sûreté.

Néanmoins, l'ASN prend note de l'engagement d'EDF dans le courrier en référence [61] (remarque I) indiquant qu'EDF « s'assurera, pour la mise en service de l'installation, du caractère suffisant de la courbe d'insertion des grappes utilisées dans le RDS pour les accidents étudiés avec une modélisation 3D, via la réalisation d'études de sensibilité à une courbe d'insertion pénalisée lors des premiers instants de l'AAR pour ces accidents ». L'ASN considère cette action satisfaite mais formule la demande suivante :

Demande FCT-5-T2-19 : L'ASN vous demande, au plus tard à la fin du second trimestre 2019, de justifier le caractère suffisamment pénalisant de la courbe d'insertion des grappes utilisées dans le rapport de sûreté pour les accidents étudiés avec une modélisation 3D, via la réalisation d'études de sensibilité à une courbe d'insertion pénalisée lors des premiers instants de l'arrêt automatique du réacteur.

A.1.6 Temps de chute des grappes en cas de séisme

À la suite de l'instruction du logiciel CIGAL utilisé pour évaluer les temps de chute des grappes de commande, l'ASN a considéré [41] que ce logiciel était qualifié pour calculer les temps de chute, hormis pour des conditions représentatives d'une chute de grappe en cas de séisme.

Ainsi, l'ASN a demandé à EDF « d'étayer la justification du caractère conservatif de la modélisation des efforts résistants par des résultats adéquats, notamment expérimentaux, au regard des phénomènes physiques auxquels sont soumises les structures internes de la cuve et les assemblages de combustible en cas de séisme ».

En réponse à la demande formulée par l'ASN, EDF a transmis en référence [43] une note de justification du calcul du temps de chute des grappes en cas de séisme.

L'ASN considère que la démonstration apportée par EDF dans le document en référence [43] reste incomplète en particulier vis-à-vis de la transposabilité au réacteur EPR de Flamanville de données issues d'essais utilisant des guides de grappes différents de ceux de l'EPR.

Néanmoins, EDF a indiqué en référence [61] (action PR I.1.2-3) qu'une évaluation de « *l'influence qu'aurait un doublement de l'augmentation du temps de chute de grappes due au séisme actuellement considéré dans la démonstration de sûreté sur le respect des objectifs de sûreté du réacteur [...]* » serait réalisée avant la mise en service de l'installation. L'ASN considère cette action satisfaite mais formule la demande suivante :

Demande FCT-6-T2-19 : L'ASN vous demande, au plus tard à la fin du second trimestre 2019, d'évaluer l'influence sur les critères de sûreté qu'aurait un doublement de l'augmentation du temps de chute des grappes due au séisme considéré dans la démonstration de sûreté. EDF devra démontrer, par le biais de cette étude de sensibilité, l'absence d'effet falaise associé à cette hypothèse sur les critères de sûreté.

A.1.7 Tracking-error et seuils de surveillance et de protection

Les collectrons, situés au sein du cœur de l'EPR, émettent un signal électrique proportionnel au flux neutronique ambiant. Ce signal est utilisé par plusieurs chaînes de surveillance et de protection du cœur (puissance linéique, RFTC, IPG* et AO*).

Les valeurs des seuils de ces chaînes implémentés sur site (dits « seuils site ») prennent en compte un certain nombre d'erreurs potentielles dans le calcul des grandeurs reconstruites par l'utilisation de méthodes de compensation d'erreur. C'est le cas, en particulier de la *tracking-error*, qui a vocation à corriger l'erreur de représentativité des grandeurs reconstruites à partir des signaux des collectrons.

En effet, ces derniers sont calibrés périodiquement pendant l'exploitation du réacteur dans des configurations spécifiques. Certaines conditions perturbées de flux neutronique peuvent conduire à des grandeurs physiques reconstruites à partir des signaux des collectrons non conservatives.

Par ailleurs, la perte de représentativité peut aussi résulter de l'évolution du cœur en termes de bilan isotopique, de spectre neutronique et de distribution de puissance en fonctionnement normal entre deux opérations de calibrage ou de l'effet induit sur la distribution de puissance par une situation incidentelle ou accidentelle.

La méthode d'évaluation de la *tracking-error* a fait l'objet d'une instruction dans le cadre de la réunion du GPR consacrée aux études d'accident de l'EPR de Flamanville. Afin de se prononcer sur la pertinence de l'évaluation de la *tracking-error* et sur sa prise en compte dans la définition des « seuils site » pour le démarrage du réacteur, une analyse des réponses transmises par EDF à la suite de la séance du GPR a été menée.

La *tracking-error* est évaluée numériquement par la chaîne neutronique SCIENCE V2 via des calculs neutroniques 3D simulant la réponse des collectrons pour des conditions de fonctionnement normales et perturbées.

EDF considère que la prise en compte de l'incertitude de calcul de la *tracking-error* vis-à-vis du dimensionnement des « seuils site » est sans impact au regard des conservatismes et provisions pris par ailleurs sur d'autres postes d'incertitudes.

L'ASN considère que les justifications apportées par EDF pour ne pas tenir compte de l'incertitude de calcul de la *tracking-error* sont insuffisantes et estime nécessaire qu'EDF retienne, pour le dimensionnement des « seuils site », une évaluation conservatrice de l'incertitude de calcul de la *tracking-error*.

Lors de l'instruction, EDF s'est engagée [61] à prendre en compte de manière conservatrice l'incertitude de calcul de la *tracking-error* spécifiquement pour le cycle n° 1 de l'EPR de Flamanville et à fournir, six mois avant le démarrage du second cycle de production du réacteur, des éléments relatifs à une nouvelle méthodologie d'évaluation théorique de l'incertitude de calcul de la *tracking-error*.

L'ASN prend note de l'engagement d'EDF et le juge satisfaisant.

A.1.8 Démonstration de sûreté associée aux transitoires de RTV et d'APRP

a. Démarche permettant de justifier l'absence d'endommagement des crayons de combustible ayant subi une crise d'ébullition

L'instruction réalisée dans le cadre de la consultation du GPR du 30 juin et du 1^{er} juillet 2016 relative aux études d'accident du réacteur EPR de Flamanville a montré que les études de rupture de tuyauterie vapeur (RTV) en puissance avec cumul du MDTE ne permettaient pas d'exclure une sollicitation thermomécanique induite par un retour en puissance du réacteur sur des crayons ayant subi au préalable une crise d'ébullition au moment de l'arrêt automatique du réacteur.

Afin de s'assurer de l'absence d'endommagement des crayons de combustible entrés en crise d'ébullition au moment de l'arrêt automatique du réacteur au regard du risque ultérieur de retour en puissance, l'ASN a demandé à EDF, dans le courrier en référence [37] de détailler avant le 30 juin 2017 la démarche de justification envisagée. Par ailleurs, l'ASN a indiqué que les résultats de l'application de cette démarche au réacteur EPR de Flamanville devaient être transmis à échéance de mars 2018.

L'instruction menée dans le cadre de la consultation du GPR relative aux études d'accident de l'EPR de Flamanville a également montré que les études d'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) ne prenaient pas en compte le risque de rupture de gaine résultant du passage en crise d'ébullition au cours de la dépressurisation du circuit primaire en début de transitoire.

Afin d'intégrer à la démonstration de sûreté la prise en compte de ce phénomène, l'ASN a demandé à EDF d'évaluer, avant le 31 mars 2018, le comportement des crayons de combustible entrant en crise d'ébullition et de démontrer que le taux de rupture de gaine resterait inférieur à la valeur de 10 % considérée dans l'évaluation des conséquences radiologiques et retenue pour la qualification des matériels. Il est à noter qu'EDF retient un taux de rupture de gaine pour l'EPR de Flamanville notablement inférieur à celui considéré pour les réacteurs actuellement en fonctionnement⁵.

Par ailleurs, EDF indique, en référence [44], que les enjeux d'une crise d'ébullition en phase court terme sont identiques pour les accidents d'APRP et de RTV et précise son intention de justifier les problématiques associées de manière commune pour ces deux transitoires accidentels.

⁵ Pour les réacteurs en fonctionnement, les taux de rupture de gaine considérés pour l'évaluation des conséquences radiologiques et pour la qualification des matériels sont respectivement de 33 et 100 %.

b. Synthèse de l'instruction réalisée dans le cadre de la consultation du GPR relative au rapport de sûreté

EDF s'est engagée, dans le courrier en référence [61], à mettre à jour les cas d'application de sa démarche en intégrant les hypothèses conservatives définies lors de la réunion du 2 mai 2018 [48].

Par ailleurs, EDF s'est engagée à apporter un ensemble de justifications complémentaires, en particulier concernant le risque de flexion des crayons de combustible pendant les phases de crise d'ébullition et de remouillage durant les transitoires de RTV et d'APRP. Pour le cas où ce phénomène de flexion ne pourrait être exclu pour l'EPR de Flamanville, EDF a indiqué qu'elle déterminerait une manière appropriée de le prendre en compte.

Ces engagements sont satisfaisants.

À terme, la note de démarche transmise par EDF en référence [46] devra faire l'objet d'une mise à jour afin d'intégrer l'ensemble des éléments modifiés à la suite de l'instruction réalisée.

A.1.9 Démonstration de l'absence de criticité en cas de chute d'assemblage de combustible dans ou sur le cœur

L'accident de manutention du combustible dans le bâtiment réacteur, objet du chapitre 15.2.4 du rapport de sûreté, considère uniquement la chute d'un assemblage de combustible dans la piscine, lors de sa manutention entre la cuve et le tube de transfert entre le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible. L'ASN a considéré dans son courrier en référence [37] qu'EDF devait également étudier la chute d'un assemblage dans ou sur le cœur.

EDF a transmis en référence [49], en réponse à la demande E-7 de l'ASN, une analyse générique applicable à tous les réacteurs. Cette analyse démontre, pour tout cœur normalement chargé, l'absence de risque de criticité lors de la chute d'un assemblage non grappé provoquant sa ruine dans le cœur.

Pour les cas spécifiques de chute d'assemblage grappé, l'ASN considère que la démonstration du respect du critère d'admissibilité sur la valeur du facteur de multiplication effectif ($k_{\text{eff}} < 0,98$) n'a pas été apportée. Cela conduit l'ASN à formuler la demande suivante.

Demande FCT-7-DFD : L'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage, d'intégrer au rapport de sûreté les éléments permettant de démontrer l'absence de risque de criticité en cas de chute d'un assemblage de combustible grappé ou non grappé dans ou sur le cœur du réacteur. Cette démonstration devra respecter le critère d'admissibilité (k_{eff} maximal de 0,98) en intégrant les incertitudes associées aux calculs réalisés.

A.1.10 Démonstration relative à la dilution par rupture d'un tube d'échangeur de pompe ISBP

L'étude de l'accident de dilution par rupture d'un tube d'échangeur de pompe ISBP a fait l'objet d'une analyse dans le cadre du GPR relatif aux études d'accident de Flamanville 3. L'instruction menée a conduit à remettre en cause certaines hypothèses considérées par EDF et à la mise en œuvre d'une démonstration de sûreté spécifique pour le premier cycle d'irradiation.

Ainsi, pour le premier cycle d'irradiation, la détection de l'accident de dilution par rupture d'un tube d'échangeur de pompe ISBP dans les états APR, API et AN/RRA est assurée par une surveillance de la concentration en bore du circuit primaire par une mesure manuelle par titrimétrie toutes les huit heures et par une mesure en continu réalisée par le boremètre REN.

Le boremètre REN de l'EPR est classé F2. Les directives techniques [39] prescrivent pour les études PCC l'utilisation de matériels F1A. En support au dossier de dérogation, EDF a fourni des éléments démontrant, pour le premier cycle, la capacité des mesures en continu par le boremètre REN et des mesures manuelles par titrimétrie à détecter la dilution homogène.

L'ASN considère acceptable la démonstration fournie par EDF pour le premier cycle d'irradiation de Flamanville 3 basée sur le boremètre REN et des mesures titrimétriques périodiques.

Pour les cycles ultérieurs, EDF prévoit d'implanter un boremètre RIS répondant aux exigences du classement fonctionnel F1A et dont l'installation est programmée pendant la première visite complète de l'EPR de Flamanville.

EDF devra donc démontrer, dans le dossier de modification relatif à l'installation du boremètre RIS, la capacité de ce système à prévenir l'accident de dilution par rupture d'un tube d'échangeur de pompe ISBP dans les états APR, API et AN/RRA.

A.1.11 Phase moyen terme de la RTV initiée à puissance nulle avec arrêt automatique des GMPP

La méthode totalement couplée en 3D (MTC 3D) ainsi que la démarche complémentaire mise en œuvre pour l'étude de la phase moyen terme des transitoires de rupture de tuyauterie vapeur avec arrêt des pompes primaires ont fait l'objet d'une instruction suite à laquelle l'ASN a exprimé sa position en référence [50].

L'ASN a indiqué ne pas s'opposer à la mise en œuvre de la MTC 3D pour l'étude des transitoires de RTV avec les pompes primaires en service et pour l'étude de la phase court terme⁶ du transitoire de RTV avec arrêt des pompes primaires. La démarche complémentaire n'a, par contre, pas été jugée adaptée à la modélisation de la phase moyen terme⁷ de la RTV avec arrêt des pompes primaires.

Une étude de sensibilité, basée sur des hypothèses pénalisantes, a permis de démontrer le maintien de l'intégrité des crayons de combustible au cours du transitoire de RTV avec arrêt des pompes primaires en phase moyen terme [51].

L'ASN a néanmoins demandé à EDF, par courrier en référence [37] (demande E-2.2), dans l'attente d'une éventuelle démonstration de sûreté nucléaire basée sur une nouvelle méthode d'étude approuvée, d'intégrer les études de sensibilité produites dans le chapitre 15 du rapport de sûreté de Flamanville 3 préalablement à la mise en service du réacteur. A ce stade, EDF n'a pas répondu à la demande E-2.2. Cela conduit donc l'ASN à renouveler sa demande :

Demande FCT-8-DFD : L'ASN vous demande, à échéance du dossier de fin de démarrage et dans l'attente d'une démonstration de sûreté nucléaire basée sur une méthode d'étude approuvée de l'accident de RTV à puissance nulle avec arrêt des pompes primaires, d'intégrer ou de référencer au rapport de sûreté du réacteur EPR de Flamanville, les études de sensibilité complémentaires transmises à l'ASN.

⁶ Phase court terme : phase pendant laquelle les déséquilibres de débit entre les boucles sont faibles.

⁷ Phase moyen terme : phase pendant laquelle les déséquilibres de débit entre les boucles deviennent significatifs. Le débit primaire devient faible, des débits transverses significatifs apparaissent dans le cœur, le débit dans les boucles saines pouvant même s'annuler.

A.2. Études probabilistes de sûreté

Concernant les études probabilistes de sûreté, les demandes formulées par l'ASN, en particulier sur les situations pratiquement éliminées et les scénarios de pertes de ventilation et d'arrivées massives de colmatants, les réponses apportées par EDF sont satisfaisantes. **L'ASN rappelle toutefois que les études probabilistes devront être mises à jour, à l'échéance du dossier de fin de démarrage, en tenant compte de l'état de l'installation telle que construite et des résultats des essais.**

B. Évaluation de la méthode d'analyse du risque incendie

B.1. Généralités

Dans l'annexe 5.1 de la note [52] transmise par le courrier [53], EDF s'est engagée à mettre à jour le rapport de sûreté établi pour le dossier de mise en service du réacteur de l'EPR de Flamanville afin de se conformer de manière anticipée à la décision « incendie » [35]. En effet, vous avez identifié que *« la mise en œuvre de la décision pourrait nécessiter de préciser des éléments du DMES sur le principe de défense en profondeur, les dispositions de protection incendie mises en œuvre, la liste des cibles à protéger d'un incendie (les éléments importants pour la protection (EIP) à protéger d'un incendie), le lien entre la démonstration apportée et la liste des EIP incendie »*.

Aussi, vous avez prévu d'intégrer *« à la mise à jour du RDS DMES :*

- *une clarification du rôle de plusieurs chapitres du RDS dans la démonstration de la maîtrise du risque incendie ;*
- *une meilleure description et justification des dispositions de protection incendie mises en œuvre ;*
- *une clarification des cibles à protéger d'un incendie (EIP à protéger d'un incendie) ;*
- *une clarification du lien entre la démonstration et la liste des EIP incendie ;*

De plus, une analyse de conformité pour chacun des articles de la décision incendie sera réalisée et la liste des EIP incendie sera ré-analysée ».

L'instruction de cette mise à jour du rapport de sûreté pourra conduire l'ASN à formuler des demandes ultérieures.

Le réacteur EPR de Flamanville ne comporte pas de « secteur de feu⁸ environnement⁹ ». Néanmoins, les versions du rapport de sûreté et de l'ETC-F*, au stade du « dossier de mise en service » de juin 2017 précisent que les « secteurs de feu environnement » (SFE) ont un degré coupe-feu, adapté à l'analyse de risque, d'au moins une heure et de deux heures en cas d'enjeu radiologique. Cette disposition n'étant pas conforme avec la prescription [INB167-31] de l'ASN [54], qui impose un requis coupe-feu minimal de deux heures pour ce type de secteur de feu, EDF s'est engagée [61] à ne pas mettre en œuvre de « secteurs de feu environnement » dans le réacteur EPR de Flamanville.

L'ASN prend note de votre engagement de mettre à jour, à l'échéance de la remise du dossier de fin de démarrage, le rapport de sûreté afin d'intégrer l'absence de « secteurs de feu environnement » dans l'installation et de mettre en place des secteurs de feu ayant un requis coupe-feu de deux heures lorsqu'il existe un risque de dissémination de radioactivité.

⁸ Volume délimité par des parois telles qu'un incendie survenant à l'intérieur ne puisse s'étendre à l'extérieur ou qu'un incendie survenant à l'extérieur ne puisse se propager à l'intérieur pendant une durée suffisante pour permettre son extinction.

⁹ Secteurs de feu destinés à assurer, en plus du confinement de l'incendie aux locaux, le contrôle des matières radiologiques ou toxiques libérées.

B.2. Risques de mode commun en cas d'incendie

D'après la définition de l'ETC-F, il existe un mode commun incendie lorsqu'un incendie est susceptible d'entraîner la perte de plus d'une voie de sûreté classée F1¹⁰.

À la suite de la réunion du GPR consacrée à la conception des systèmes de sûreté et à la protection contre les effets des agressions internes et externes du réacteur EPR de Flamanville 3 [13], vous avez transmis les études concernant les risques de mode commun de câblage en cas d'incendie [14], [15], [16] et [17]. Vous avez ainsi présenté votre démarche permettant l'identification et l'analyse de ces modes communs :

- vous identifiez les modes communs ayant des conséquences potentielles sur la sûreté de l'installation à partir d'une base de données de gestion de câblage ;
- vous postulez la défaillance des câbles et des équipements identifiés et analysez les conséquences de ces défauts simultanés. Cette étape permet d'obtenir une liste de modes communs de câblage dits « fonctionnellement confirmés » ;
- pour les modes communs de câblage fonctionnellement confirmés, vous réalisez une analyse de risque afin d'évaluer, de façon plus réaliste, l'impact d'un incendie sur les câbles qui ont été considérés comme perdus de manière déterministe lors de l'étape précédente ;
- vous traitez, par des mesures de protection (enrubannage coupe-feu deux heures dit fonctionnel¹¹), l'une des voies de câbles dont la défaillance n'a pas pu être écartée par l'analyse du risque d'incendie. Ces protections sont mises en œuvre sur les câbles installés en division électrique étrangère¹².

Votre référentiel ETC-F prescrit que chaque voie de câbles redondante doit être physiquement séparée des autres par des barrières coupe-feu. En outre, dans votre note en référence [18], vous indiquez que lorsqu'un chemin de câbles transite dans une division électrique étrangère, le tronçon concerné doit être protégé par un enrubannage coupe-feu dit fonctionnel. Ces principes de protection physique prévalent sur tout principe de justification par analyse.

La possibilité de réaliser des analyses de risque d'incendie dans le cas où des modes communs de câblage subsisteraient est toutefois prévue par l'ETC-F. Si l'ASN n'y est pas opposée sur le principe, elle constate que la démarche mise en œuvre par EDF consiste, de manière quasi systématique, à réaliser de telles analyses pour l'ensemble des modes communs de câblage potentiels, sans chercher à appliquer en amont les principes de protection précédemment cités.

Par ailleurs, les études réalisées par EDF sont fondées sur un état théorique de l'installation basé sur une maquette appelée PDMS. L'ASN rappelle à ce titre, comme il l'a été constaté lors de l'inspection du 1^{er} avril 2016 [19], que cette maquette est susceptible de présenter des écarts avec l'état réel final de l'installation et que, si des différences sont tolérées, celles-ci doivent être dûment justifiées. Vos études se basent sur la localisation précise des foyers d'incendie, des cibles, d'éventuels écrans thermiques, ainsi

¹⁰ Les fonctions sont classées par rapport aux quatre états physiques (état contrôlé, état d'arrêt sûr, état final et état maîtrisé). Plus précisément, elles sont classées par rapport à l'état physique qui nécessite leur fonctionnement. Ces états conduisent à trois classes de sûreté des fonctions, désignées F1A, F1B et F2. L'ensemble des fonctions de sûreté nécessaires pour atteindre un état contrôlé et les fonctions supports associées sont classées F1A. L'ensemble des fonctions de sûreté nécessaires au-delà de l'atteinte d'un état contrôlé pour atteindre et maintenir un état sûr sont classées F1B.

¹¹ Un enrubannage coupe-feu deux heures dit fonctionnel permet à la fois de garantir le maintien de la fonction et de soustraire la charge calorifique du câble ainsi protégé pendant deux heures en cas d'incendie.

¹² Les câbles électriques situés dans les locaux dédiés à leur voie de sûreté sont dits « en division native » les autres câbles sont dits « en division étrangère ».

que, dans le cas de foyers dit à « possibilité de feu localisé »¹³, sur des zones d'effets forfaitaires ; par ailleurs sur ce dernier point des divergences subsistent quant à leur représentativité.

Afin d'étudier les risques d'incendie, lors de sa séance des 14 et 15 décembre 2016 [13] le GPR a estimé que, pour les locaux présentant des risques de mode commun en cas d'incendie, l'apport en cours d'exploitation de matières combustibles ou de sources d'ignition supplémentaires devait être pris en compte. Or, les analyses du risque d'incendie réalisées par EDF prennent uniquement en compte les charges calorifiques fixes¹⁴ identifiées à partir de la maquette de l'installation. La présence d'autres charges calorifiques pourrait ainsi conduire à la remise en cause de ces analyses. En outre, l'ASN juge peu robuste, au vu des anomalies récurrentes concernant la gestion des charges calorifiques constatées sur les centrales nucléaires actuellement en fonctionnement [20], [21] et [22], l'établissement par EDF de mesures organisationnelles visant à interdire le stockage et l'entreposage de matières combustibles dans les locaux concernés.

L'ASN considère que, lorsqu'il existe un risque de perte par mode commun de câblage fonctionnellement confirmé en cas d'incendie, le requis de protection des câbles par enrubannage coupe-feu dit fonctionnel ne peut être écarté sur la base d'une zone d'effets forfaitaire d'un incendie ou d'une justification basée sur la modélisation.

Votre démarche écarte le requis de protection des câbles pour les risques de mode commun fonctionnellement confirmés en cas d'incendie lorsque les tronçons redondants sont séparés par des éléments de sectorisation ou lorsqu'ils se situent dans un local équipé d'un système d'aspersion automatique.

Or, dans le cas de deux tronçons de câbles pouvant potentiellement générer un mode commun, situés dans deux volumes de feu différents et séparés par une porte coupe-feu, la défaillance par ouverture de cette porte ne peut être exclue. Vous vous êtes ainsi engagé à compléter votre étude de sensibilité en considérant la rupture de la sectorisation incendie liée à l'ouverture d'une porte coupe-feu [23] en intégrant les risques de mode commun de câblage. Cette analyse pourra potentiellement conduire à l'identification de nouvelles exigences de protection de câbles.

En ce qui concerne les locaux équipés de systèmes d'aspersion fixes, vous avez indiqué dans votre note en référence [28] que l'objectif de ces systèmes n'est pas l'extinction de l'incendie mais consiste à garantir la sectorisation incendie. Par ailleurs, le retour d'expérience issu des centrales nucléaires en fonctionnement démontre que leur indisponibilité ne peut être exclue [24][25][26][27]. L'ASN considère donc que l'exigence de protection de câbles présentant un risque de mode commun en cas d'incendie ne peut être écartée au seul motif que le local dans lequel ils se situent est équipé d'un système d'aspersion fixe.

L'ASN considère que, lorsqu'il existe un risque de mode commun de câblage fonctionnellement confirmé en cas d'incendie, le requis de protection des câbles par enrubannage coupe-feu dit fonctionnel ne peut être écarté sur la seule base de la présence d'éléments de sectorisation incendie dont la défaillance ne permettrait plus d'exclure ce risque, ou de la présence d'un système d'aspersion fixe.

¹³ Selon le référentiel d'EDF, foyer se développant dans un local contenant une masse combustible significative concentrée et susceptible de générer un feu localisé. Un foyer à probabilité de développement localisé ne peut pas provoquer un embrasement généralisé du local et ne peut pas se propager.

¹⁴ Quantité de chaleur susceptible d'être produite par la combustion complète de tous les matériaux combustibles contenus dans un volume.

De manière générale, la décision en référence [35], qui sera applicable à l'installation six mois après la délivrance de son autorisation de mise en service, impose :

- la mise en œuvre, pour les équipements importants pour la protection des intérêts redondants placés dans un même secteur ou zone de feu, d'une protection suffisante afin de prévenir une défaillance causée par un même incendie (article 4.1.2 de l'annexe à la décision) ;
- la prise en compte de la présence éventuelle de matières combustibles transitoires pour la définition des dispositions particulières mises en place pour limiter la propagation d'un incendie (article 4.1.1 de l'annexe à la décision).

L'ASN considère ainsi que votre démarche de traitement des modes communs de câblage en cas d'incendie n'est pas satisfaisante et formule donc les demandes ci-après.

Demande AGR-1-MES : L'ASN vous demande, avant la mise en service de l'installation, d'identifier les modes communs de câblage fonctionnellement confirmés qui concernent des câbles électriques présents dans les locaux équipés d'un système d'aspersion fixe, ou qui résultent de la défaillance d'un élément de sectorisation incendie.

Demande AGR-2-MES : L'ASN vous demande, avant la mise en service de l'installation, pour chaque local de l'îlot nucléaire présentant, en cas d'incendie, un risque de perte par mode commun de câblage fonctionnellement confirmé, de protéger les câbles électriques qui en sont à l'origine par la mise en place d'un enrubannage coupe-feu fonctionnel qualifié deux heures. Toutefois, pour les risques de mode commun fonctionnellement confirmés qui concernent des câbles électriques présents dans les locaux équipés d'un système d'aspersion fixe, ou qui résultent de la défaillance d'un élément de sectorisation incendie, le délai de réalisation de cet enrubannage coupe-feu fonctionnel pourra être augmenté. Il devra néanmoins être réalisé au plus tard lors de la première visite complète de l'installation.

Par ailleurs, lorsque le mode commun fonctionnellement confirmé résulte d'un incendie retenu au titre d'un aggravant, d'un cumul indépendant d'une situation accidentelle, ou de la prise en compte de la combustion de câbles actuellement non considérées, le délai de réalisation de cet enrubannage coupe-feu fonctionnel pourra être augmenté. Il devra néanmoins être réalisé sous cinq ans.

Vous justifierez les éventuelles exceptions à cette exigence de protection par la démonstration de l'impossibilité technique de sa mise en œuvre et proposerez, le cas échéant, des mesures compensatoires adaptées à la maîtrise de ce risque.

Par ailleurs, pour ce qui concerne les études de risque de mode commun sur les équipements (hors modes communs de câblage), vous avez transmis les études [29], [30], [31], [32], [33] et [34] afin de démontrer que la combustion des charges calorifiques non retenues ne conduit pas à des pertes d'équipements susceptibles d'entraîner la perte de plus d'une voie d'un système assurant une fonction de sûreté. Toutefois, dans les locaux présentant des modes communs fonctionnellement confirmés, vos études écartent les départs de feu sur des câbles basse ou très basse tension et, donc, les possibilités de modes communs associés à la combustion de ces câbles. Pour écarter ces départs de feu, vous vous appuyez sur le fait que l'auto-inflammation de ces câbles n'est pas retenue dans l'ETC-F. L'ASN considère que la présence de sources d'ignition dans ces locaux, par exemple lors de travaux, ne doit pas être exclue sur la seule base de dispositions organisationnelles. Ainsi, l'ASN considère que, au vu des conséquences potentielles pour la sûreté de l'installation, vous devez considérer, indépendamment de la présence ou non de sources d'ignition, la combustion des câbles qui ne disposent pas de protection qualifiée contre le feu et vérifier qu'elle ne remet pas en cause les études de mode commun.

Demande AGR-3-DFD : L'ASN vous demande, à l'échéance du dossier de fin de démarrage, de justifier que la combustion des câbles ne disposant pas de protection qualifiée contre le feu, qui ne serait pas étudiée par ailleurs, ne remet pas en cause les études de mode commun, et ce indépendamment de la présence ou non de source d'ignition.

B.3. Risques d'inflammation des capacités d'huiles du bâtiment du réacteur et auto-inflammation des câbles haute tension au sein de l'îlot nucléaire

À la suite de la réunion du GPR consacrée à la conception des systèmes de sûreté et à la protection contre les effets des agressions internes et externes du réacteur EPR Flamanville [13], vous avez justifié l'absence de mobilisation des capacités d'huile des matériels mobiles et transitoires dans le bâtiment réacteur (notamment la centrale hydraulique du tampon d'accès matériel, le pont polaire et la machine de serrage et de desserrage des goujons) par des dispositions organisationnelles [56]. En ce qui concerne la centrale hydraulique du tampon d'accès matériel et le réducteur de levage du chariot 320 tonnes du pont polaire, ces mesures ayant été jugées insuffisantes, vous vous êtes engagé [61] à les compléter, avant la mise en service de l'installation, par des dispositions constructives visant à prévenir la propagation éventuelle d'un incendie vers leurs capacités d'huiles.

Par ailleurs, pour ce qui concerne les risques d'auto-inflammation des câbles haute tension au sein de l'îlot nucléaire, l'étude réalisée par EDF [34] fait état, au niveau du ballon du circuit primaire dont le repère fonctionnel est RCP1280BA, d'un flux thermique maximal et d'une valeur de température de la face exposée supérieurs aux critères de défaillance retenus. Vous vous êtes donc engagé [61] à mettre en place, avant la mise en service de l'installation, les dispositions de protection requises. De la même façon, un risque de mode commun ayant été identifié dans le local de l'espace entre enceintes repéré HRB50504ZL en cas d'auto-inflammation des câbles situés à proximité de la gaine de ventilation dont le repère fonctionnel est DWL1244GL, vous vous êtes engagé [57] à la protéger par la mise en place d'un enrubannage coupe-feu fonctionnel offrant une protection de 120 minutes.

L'ASN prend note de ces engagements.

C. Conception des systèmes de sûreté de la chaudière

C.1. Conception des systèmes de contrôle commande et d'alimentation électrique

Au cours de l'instruction du DMES de Flamanville 3, vous avez été interrogé sur les essais de validation des cellules basse tension (BT) du PACS prescrits dans leurs cahiers de charges, notamment dans le cadre de l'expertise en référence [7].

Dans votre courrier [61], vous vous êtes engagé à procéder, avant la mise en service de Flamanville 3 à « une vérification exhaustive de l'existence de tests pour chaque schéma-type et pour chaque priorité définie dans le cahier des charges des cellules PACS basse tension ». L'ASN prend note de cet engagement (action R V-1) et du fait que « si des essais complémentaires résiduels [étaient identifiés] comme nécessaires à la validation de la priorité d'ordres classés sur des ordres de priorité inférieure [ils seraient alors] réalisés en préalable au chargement combustible ».

Demande SYST-1-MES : L'ASN vous demande, au minimum deux mois avant la date envisagée pour la mise en service du réacteur, de transmettre les résultats de cette vérification exhaustive afin de confirmer que toutes les priorités ont été testées.

C.2. Systèmes de filtration RIS

Au regard des risques de colmatage des filtres RIS situés dans l'IRWST*, vous vous êtes engagé [61] à l'échéance de la transmission du dossier de fin de démarrage à :

- considérer, pour les débris de peinture générés en cas d'APRP*, une zone de destruction de rayon $4D$, où D représente le diamètre interne de la tuyauterie rompue ;
- étudier la faisabilité d'essais de destruction des peintures dans des conditions plus représentatives d'une situation d'APRP afin de caractériser la répartition granulométrique des débris générés par le jet induit par la brèche ;
- réévaluer, pour l'APRP 2A*, la perte de charge des filtres RIS-RA en tenant compte d'une équi-répartition des débris sur deux filtres en sortie des paniers de rétention et de l'introduction de 20 % de calorifuge « Protect 1000S » dans le terme source de débris (TSD) en amont des filtres.

L'instruction menée dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe a montré une grande sensibilité des pertes de charge des filtres aux caractéristiques des débris (longueur et diamètre des fibres, granulométrie des peintures). Il convient donc de vérifier, par une analyse de sensibilité, que les marges existantes dans le calcul de la perte de charge aux bornes des filtres RIS que vous vous êtes engagé à réévaluer, demeurent suffisantes.

Ainsi, l'ASN considère nécessaire qu'EDF anticipe, en vue de la mise en service du réacteur EPR de Flamanville, la réévaluation analytique des pertes de charges aux bornes des filtres afin de vérifier l'existence d'une marge suffisante au NPSH* des pompes RIS-RA. EDF devra, dans le cadre de cette réévaluation, réaliser une étude de sensibilité à la granulométrie des débris.

Demande SYST-2-MES : L'ASN vous demande de transmettre à l'ASN une réévaluation analytique des pertes de charges aux bornes des filtres RIS en cas d'APRP 2A et les conclusions que vous en tirez. Vous veillerez à étudier dans ce cadre la sensibilité aux caractéristiques des débris.

Par ailleurs, l'instruction menée dans le cadre du quatrième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe a mis en évidence des effets possibles de la température et de la chimie de l'eau de recirculation sur les pertes de charge aux bornes des filtres ainsi que sur la capacité de refroidissement des assemblages de combustible. Pour le réacteur EPR de Flamanville, EDF s'est engagée [61] à évaluer par un essai les effets de la température et de la chimie de l'eau de recirculation sur les pertes de charge aux bornes des filtres, dont les résultats seront transmis à échéance de la transmission du dossier de fin de démarrage.

L'ASN considère nécessaire qu'EDF anticipe cet essai au plus tôt et caractérise, par des essais complémentaires, les effets de la température et de la chimie de l'eau de recirculation sur la capacité de refroidissement des assemblages de combustible. Dans l'attente de la réalisation de ces essais et sur la base des éléments disponibles, EDF devra justifier, préalablement à la date envisagée pour la mise en service du réacteur, l'absence de remise en cause de la démonstration de sûreté par ces effets.

Demande SYST-3-MES : L'ASN vous demande de lui transmettre la justification que, sur la base des éléments disponibles, les effets de la température et de la chimie de l'eau de recirculation sur les pertes de charges aux bornes des filtres RIS sont acceptables.

Les réponses à ces demandes, ainsi que les conclusions de l'instruction en cours dans le cadre des réexamens périodiques des réacteurs de 900 MWe, pourront donner lieu à une instruction spécifique sur les systèmes de filtration du réacteur EPR de Flamanville.

D. Maîtrise des situations accidentelles affectant la piscine BK

D.1. Étude du risque de vidange de la piscine BK

Conformément aux engagements pris dans le cadre du GPR des 30 et 31 mars 2016 relatif à la sûreté de l'entreposage et de la manutention du combustible dans le bâtiment combustible et en réponse aux demandes de l'ASN formulées dans le courrier en référence [62], vous avez transmis des études complémentaires relatives aux risques de vidange et de perte de refroidissement prolongé de la piscine de désactivation. L'instruction de ces éléments dans le cadre de la séance du GPR des 4 et 5 juillet 2018 relatif à l'examen de la démonstration de sûreté du réacteur EPR de Flamanville conclut que certains points de la démonstration de sûreté associée à ces scénarios doivent être améliorés, notamment par la recherche de dispositions complémentaires (matérielles ou d'exploitation). Les demandes correspondantes sont détaillées ci-dessous.

D.1.1. Rupture non isolable à l'aspiration des trains de refroidissement PTR*

Dans la situation de fuite non isolable à l'aspiration d'un train PTR principal, vous valorisez le démarrage du troisième train PTR (fonction classée F2) pour reprendre le refroidissement et atteindre l'état sûr, le train PTR principal sain n'étant en effet pas utilisable à cause de la baisse du niveau de la piscine.

Il a été constaté au cours de l'instruction que les situations de brèche (de taille limitée ou non) sur un train PTR principal avec défaillance du troisième train PTR, ainsi que les situations de brèche importante à l'aspiration du troisième train PTR, conduisent à des risques de découvrage des assemblages de combustible en piscine après épuisement des appoints en eau à la piscine BK. Des actions locales de réparation ou d'isolement des trains affectés par la brèche pourraient permettre d'éviter ce découvrage et de restaurer le refroidissement. Il apparaît donc nécessaire que vous justifiez la faisabilité de ces actions locales en tenant compte des conditions d'ambiance induites par la brèche et par l'ébullition de l'eau de la piscine.

Demande BK-1-MES : L'ASN prend note de votre engagement de justifier l'accessibilité des locaux dans lesquels les interventions locales nécessaires aux réparations ou à l'obturation du tronçon affecté par une fuite ou brèche du troisième train PTR. L'ASN vous demande de transmettre ces éléments dans un délai compatible avec leur examen dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service. Ces dispositions devront être mises en place avant le premier déchargement prévu du combustible usé.

D.1.2. Rupture sur un tronçon non isolable du circuit PTR connecté en fond d'un compartiment de la piscine BR en état E, tube de transfert ouvert

Concernant les dispositions permettant de limiter le débit de vidange des piscines provoqué par une brèche non isolable sur une ligne de vidange et de filtration de la piscine BR à un débit maîtrisable en condition de fonctionnement PCC, et ce quelle que soit la section de la brèche, vous vous êtes engagé (action PR VI-7 et O VI-1 du courrier [61]) à réaliser « l'étude d'une disposition pratique permettant de limiter le débit d'une brèche de section importante sur un tronçon non isolable connecté à la piscine BR » avec la présentation de l'estimation des conséquences d'une telle conception sur l'exploitation.

Demande BK-2-MES : L'ASN prend note de cet engagement et vous demande de transmettre ces éléments dans un délai compatible avec leur examen dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service. Ces dispositions devront être mises en place avant le premier déchargement prévu du combustible usé.

D.1.3. Rupture sur un tronçon non isolable du circuit PTR connecté en fond d'un compartiment de la piscine BK

L'étude des brèches de taille limitée que vous avez réalisée concernant la rupture sur un tronçon non isolable du circuit PTR connecté en fond d'un compartiment de la piscine BK ne respecte pas l'ensemble des règles d'études PCC et valorise le recours à des matériels n'ayant pas le niveau d'exigences requis pour la gestion de situations PCC. En outre, les brèches de taille importante n'ont pas été étudiées.

Par courrier [61], vous vous êtes engagé à compléter « l'étude d'obturation préventive des lignes de fond des compartiments adjacents à la piscine de désactivation au moyen d'un obturateur installé avant le début du remplissage du compartiment ».

Demande BK-3-MES : L'ASN prend note de cet engagement et vous demande de transmettre ces éléments dans un délai compatible avec leur examen dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service. Ces dispositions devront être mises en place avant le premier déchargement prévu du combustible usé.

D.2. Démonstration de la reprise du refroidissement à la suite de l'ébullition de la piscine de désactivation

D.2.1. Redémarrage du train PTR 2 en situation d'ébullition de la piscine

Conformément aux demandes formulées par l'ASN [62], vous avez transmis des éléments complémentaires afin de justifier la capacité de redémarrage du système PTR en situation d'ébullition de la piscine de désactivation. Ces éléments concernent la validation du logiciel utilisé. Ils permettent de conclure favorablement sur la capacité du système PTR à redémarrer en situation d'ébullition de la piscine, dans les états A à D. Pour les états E et F, l'ASN considère que la démonstration n'est pas complète. En effet, le modèle utilisé par EDF ne permet pas de garantir des températures de l'eau enveloppes au voisinage des crosses d'aspiration du train PTR 2. Ainsi, le risque de vaporisation massive à proximité de ces crosses d'aspiration ne peut être exclu et des mesures complémentaires doivent être envisagées.

Demande BK-4-MES : L'ASN vous demande d'étudier et de proposer, dans un délai compatible avec leur examen dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service, des dispositions afin de renforcer la démonstration de la capacité du système PTR à redémarrer en situation d'ébullition de la piscine, dans les états E et F. Ces dispositions devront être mises en place avant le premier déchargement prévu du combustible usé.

D.2.2. Redémarrage des trains principaux (PTR 1 et 2) en situation d'ébullition de la piscine

Afin de réduire les risques de cavitation associés au redémarrage d'un train PTR en situation d'ébullition de la piscine de désactivation, vous prévoyez un redémarrage à débit réduit. À cet effet, les trains PTR 1 et 2 sont équipés de vannes de réduction du débit. Le caractère suffisant de cette disposition pour éviter l'endommagement du train PTR par les vibrations induites par le phénomène de cavitation n'a pas été démontré.

Demande BK-5-MES : L'ASN vous demande d'étudier, dans un délai compatible avec leur examen dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation de mise en service, des dispositions pour se prémunir contre les risques de cavitation associés au redémarrage d'un train PTR en situation d'ébullition de la piscine de désactivation et les vibrations qui pourraient en résulter. Ces dispositions devront être mises en place avant le premier déchargement prévu du combustible usé.

E. Organisation et moyens de conduite

Les moyens prévus par EDF pour conduire le réacteur EPR de Flamanville se distinguent de ceux des réacteurs actuellement en fonctionnement par une automatisation renforcée, un nombre plus important d'aides informatisées et des évolutions apportées à l'organisation de l'équipe de conduite. EDF a fait le choix d'équiper la salle de commande de Flamanville 3 d'un système numérique de contrôle commande piloté par une IHM* informatisée, appelée MCP*. Un MCS* de type conventionnel permet de ramener et maintenir l'installation dans un état sûr en cas de défaillance du MCP.

Ces évolutions d'organisation et de moyens de conduite ont déjà fait l'objet d'une première position de l'ASN [58] en amont de la délivrance du décret d'autorisation de création [1] et d'une seconde [60] à l'issue de la troisième campagne d'essais et en amont de la quatrième campagne d'essais de conduite au MCP et de la deuxième campagne d'essais de conduite au MCS. Dans cette lettre en référence [60], l'ASN a considéré que, sous réserve de la prise en compte de ses demandes et sous réserve de la réalisation des actions complémentaires qu'EDF s'était engagée à réaliser [59] à l'issue de la séance du GPR dédiée à cette thématique, l'organisation de l'équipe de conduite et les moyens de conduite étaient satisfaisants.

Dans sa lettre en référence [60], l'ASN a également souligné l'importance particulière de la quatrième campagne d'essais prévue par EDF pour confirmer, avant la mise en service, la pertinence de l'organisation et des moyens de conduite de l'installation. Enfin l'ASN a rappelé l'importance des observations sur site prévues par EDF pendant les essais d'ensemble, la phase de démarrage, puis pendant le premier cycle de fonctionnement et le premier arrêt de réacteur pour maintenance et rechargement.

EDF s'est engagée à poursuivre le « *programme d'ingénierie FH* » (facteurs humains) initié en 2009 par l'évaluation des moyens organisationnels et techniques de conduite sur la base d'observations des facteurs organisationnels et humains (FOH) effectuées sur site pendant les essais de démarrage, puis lors du premier cycle de fonctionnement du réacteur et lors du premier arrêt.

E.1. Protocole des observations des facteurs organisationnels et humains lors des essais de démarrage

EDF a transmis un protocole des essais de démarrage (essais pré-opérationnels et opérationnels) décrivant les thèmes d'observation des FOH, les hypothèses associées, ainsi que la méthodologie utilisée pour recueillir et analyser les données.

L'ASN considère que ce protocole est globalement satisfaisant mais note qu'un certain nombre de points devront faire l'objet d'une attention particulière lors des essais de démarrage.

Ces points concernent l'IHM du MCP notamment :

- l'imagerie de conduite IHM et le système d'alarmes du MCP qui doivent faire l'objet d'un certain nombre d'améliorations ;
- le journal de bord du MCP, qui doit bénéficier de la mise en situation réelle des équipes de conduite pendant les essais de démarrage (puis le premier cycle de fonctionnement) pour compléter le retour d'expérience disponible sur cet outil. À ce sujet EDF a précisé qu'un groupe de travail réunissant l'exploitant, le concepteur et des ergonomes permettra de statuer sur les évolutions nécessaires à apporter au journal de bord lors de la première visite complète ;
- les actions de consignation au MCP et au MCS dans un contexte de grèvement adéquat de l'équipe de conduite (essais opérationnels) ;
- les interactions des utilisateurs avec tous les automatismes qui peuvent poser des problèmes de confusion tels que les commandes groupées, les limitations, les fiches de fonction d'aide à l'opérateur, les LCO (Limiting conditions of operation), les régulations, les basculements normal/secours et les permissifs.

L'ASN note qu'EDF transmettra un bilan des observations des FOH lors des essais opérationnels de démarrage et les enseignements qui en seront tirés dans un délai de huit mois à l'issue des essais de démarrage. Ce bilan sera accompagné d'un échéancier de réalisation des modifications nécessaires. L'ASN considère que ces modifications devront être réalisées au plus tard avant le début du deuxième cycle de fonctionnement, sauf cas particuliers pour lesquels EDF apportera une justification.

E.2. Organisation de l'équipe en conduite normale

Pour la conduite normale (CN), compte tenu des innovations techniques du réacteur en termes d'automatisation et d'aide à la conduite, EDF a retenu une organisation différente de celle des réacteurs actuellement en fonctionnement. Ainsi, les missions et responsabilités des deux opérateurs présents en salle de commande ont été modifiées : un seul opérateur, l'opérateur action (OpA), effectue l'ensemble des actions de conduite alors que le second opérateur, l'opérateur stratégie (OpS), est chargé de la surveillance de l'état de l'installation et du contrôle des activités en salle de commande. Les deux opérateurs restent sous la responsabilité d'un chef d'exploitation (CE). Cette composition est susceptible d'être complétée par la présence d'un OpA supplémentaire (ou « OpA de renfort ») pour toutes les situations programmées où la charge de travail est importante.

EDF a évalué, lors de la quatrième campagne d'essais, l'organisation de l'équipe de conduite dans des situations de conduite normale et de conduite normale perturbée avec, dans certains cas, la présence d'un OpA de renfort. Les résultats de cette campagne montrent que l'organisation de l'équipe de conduite composée d'un OpA et d'un OpS en situation nominale, c'est-à-dire sans aléa, et de deux OpA en situation de charge importante programmée est satisfaisante.

Toutefois, l'ASN note que lorsque la charge de travail de l'OpA augmente sans être programmée, l'organisation de la conduite retenue par EDF avec un OpA et un OpS reste un point de fragilité. Or, l'expérience acquise sur les réacteurs actuellement en fonctionnement montre que les situations de fonctionnement normal perturbées par des événements imprévus sont le quotidien des équipes de conduite. Pour le réacteur EPR de Flamanville, les sollicitations non programmées de l'OpA de renfort pourraient être accentuées du fait notamment d'essais périodiques en nombre plus conséquent et de l'existence d'un nombre plus important de systèmes (conception à quatre trains des systèmes de sauvegarde).

Demande ORG-1-C2 : L'ASN considère qu'EDF devrait s'assurer de l'exhaustivité des situations exigeant le recours à un « opérateur action » en renfort. Pour cela, EDF devra mettre en place un retour d'expérience d'exploitation afin de capitaliser au fil de l'eau les difficultés d'exploitation rencontrées par les acteurs de la conduite en salle de commande et en local y compris lors des coordinations avec les autres métiers (automaticiens, ingénieurs sûreté...). L'ASN vous demande de lui transmettre un premier bilan du retour d'expérience à l'issue du premier cycle de fonctionnement.

E.3. Gestion des commandes groupées

Une commande groupée (CG) permet d'exécuter des actions sur plusieurs organes, c'est-à-dire une « séquence de conduite ». Le nombre de commandes groupées est plus élevé pour l'EPR que pour les réacteurs actuellement en fonctionnement.

Les commandes groupées peuvent fonctionner selon huit états différents (sélectionné, non sélectionné, en marche, en défaut...), qui se traduisent par autant de codages spécifiques au niveau de l'IHM. Pour respecter les spécifications techniques d'exploitation, l'équipe de conduite doit être en mesure d'identifier systématiquement et sans équivoque l'état de fonctionnement des commandes groupées.

Or, durant la quatrième campagne d'essais, le non-respect réel ou potentiel des spécifications techniques d'exploitation a été observé dans le cadre de la gestion des commandes groupées (désactivation erronée d'une commande groupée, difficultés d'interprétation des commandes groupées en défaut, état d'activation incorrect des commandes groupées de régime du système RIS-RA*). Pour ce qui concerne le régime du système RIS-RA, une action particulière de mise en mode « individuelle » de la commande groupée par l'opérateur, préalablement au passage en mode « manuel groupé », engendrait une configuration IHM dans laquelle l'état des commandes groupées de régime ne reflétait plus la configuration du train RIS-RA.

Compte tenu de l'importance du système RIS-RA pour la sûreté et du nombre important de configurations possibles, l'ASN considère que l'opérateur ne doit pas avoir de doute sur la configuration du système RIS-RA.

Afin de répondre à cette problématique spécifique au RIS-RA, EDF s'est engagée à réaliser, avant le démarrage, une modification du contrôle commande. Ce correctif permettra, selon EDF, de « *s'affranchir du déclenchement de la pompe RIS BP dans une séquence de passage en conduite individuelle puis groupée manuelle avec confirmation du régime initial RRA. Les CG du RIS retrouveront un comportement identique à l'ensemble des CG de l'EPR, ainsi une formation spécifique n'est donc pas à prévoir* ». EDF précise que « *l'affichage de mise en/hors service d'un système au niveau de l'IHM, pour l'ensemble des CG de l'EPR, est conditionné à la présence de cet ordre de mise en/hors service. Ainsi, suite au passage d'une CG de choix de conduite en individuelle puis en groupé manuelle, la confirmation du régime initial des CG de choix de régime par l'opérateur remet l'affichage de l'IHM en cohérence avec la configuration réelle du système* ».

Au regard de l'action qu'EDF s'est engagée à réaliser, « *la confirmation du régime initial des commandes groupées de choix de régime* » par l'opérateur constitue une étape clé.

Demande ORG-2-DFD : L'ASN vous demande de transmettre, à l'issue des essais de démarrage, vos conclusions sur les capacités de l'opérateur à vérifier d'une manière fiable et intuitive l'état du régime initial avant toute action de confirmation, évitant ainsi tout risque d'activation d'un mode de fonctionnement du RIS-RA non adapté à l'état de l'installation.

E.4. Dimensionnement de l'équipe de conduite en situation extrême (ESE)

Au cours de l'accident survenu le 11 mars 2011 à la centrale de Fukushima Daiichi, les équipes de conduite et de crise ont été confrontées à un enchaînement de situations imprévues avec un cumul de facteurs aggravants auxquelles elles ont dû faire face et s'adapter sous une forte contrainte temporelle.

Les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées à la suite de cet accident ont permis d'évaluer le comportement des installations face à des situations extrêmes conduisant à la perte totale des sources de refroidissement et des alimentations électriques, en incluant la gestion des accidents graves, sur l'ensemble d'un site, consécutivement à une agression externe (séisme, inondation...) d'intensité supérieure aux hypothèses de dimensionnement initial des installations. À la suite de ces évaluations, l'ASN a prescrit la mise en place d'un noyau dur (ND) de dispositions matérielles et organisationnelles robustes pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. Aussi, l'équipe de conduite en situation extrême doit-elle être en capacité de faire face de façon autonome, pendant 24 heures, aux situations extrêmes de référence retenues dans le cadre des ECS.

E.4.1. Faisabilité des actions de conduite en local

En complément d'études et de simulations mises en place pour vérifier la faisabilité des actions de conduite en local lors d'une situation extrême, EDF conduit aujourd'hui une démarche qualifiée « *d'exploitabilité du noyau dur* », appliquée aux réacteurs actuellement en fonctionnement, afin de se donner une raisonnable assurance sur la capacité de l'exploitant à réaliser, dans les délais requis, les actions locales nécessaires à la conduite du noyau dur (adéquation entre les ressources et les actions nécessaires pendant les premières 24 heures qui suivent le début de l'événement). Cette démarche comporte une étape « *d'analyse de la chronologie et de la localisation des actions locales prévues dans la conduite du ND à mener par l'ESE tenant compte des moyens supports à l'action en situation ND (télécommunication, éclairage et protection des travailleurs)* » et d'une étape « *d'analyse des trajets à emprunter pour rejoindre les matériels concernés dans les différents locaux et réaliser les actions dans les délais impartis, sur la base des actions en local prévues dans la conduite du noyau dur* ». EDF précise que ces analyses réalisées d'abord sur plans sont ensuite complétées par des visites sur site.

EDF indique s'être assurée, en cohérence avec la démarche « *exploitabilité du noyau dur* », de l'applicabilité des actions locales en situation extrême sur le réacteur EPR de Flamanville en élaborant des chronogrammes pour les deux scénarios enveloppes, conformément aux situations considérées dans les ECS (manque de tension généralisé et perte de source froide en état réacteur complètement déchargé ; manque de tension généralisé et perte de source froide alors que le réacteur est en production). EDF précise que « *les temps utilisés sont les temps définis dans le cadre d'une installation intègre majorés de 60% afin de prendre en compte un état dégradé du site* ».

En sus de cette étude, EDF s'est engagée à effectuer avant le démarrage de l'installation un test de déploiement en réel des moyens locaux de crises « *Post-Fukushima* » (dispositifs nécessaires à la réalimentation de la piscine BK et des bâches ASG) afin de conforter les délais identifiés dans les deux scénarios enveloppes.

Demande ORG-3-DFD : L'ASN considère que l'action proposée par EDF est satisfaisante. L'ASN vous demande de lui transmettre, à l'issue du premier cycle d'exploitation, les éléments issus de la démarche « exploitabilité du noyau dur » permettant de conforter le caractère suffisant des effectifs des agents de terrain de l'équipe de conduite, ainsi que les éléments confortant ces résultats sur la base du test de déploiement des moyens locaux de crise post-Fukushima.

E.4.2. Prise en compte du système sociotechnique global

La capacité de l'ESE de l'EPR de Flamanville à faire face à des situations extrêmes a été évaluée lors d'un essai multi-tranches réalisé sur simulateur en 2016 (dit essai « ESE FLA »). Au regard des premiers résultats de cet essai, EDF estime que l'ESE de Flamanville 3 est *a priori* en capacité de remplir les missions qui lui sont confiées pour faire face à une situation résultant d'une catastrophe de grande ampleur et non prédictible, avec un isolement prolongé du site.

Toutefois, l'ASN note que des améliorations sont à envisager pour ce qui concerne la partie nationale de l'organisation de crise. EDF s'est engagée à réinterroger le rôle des relais d'informations entre les ESE des trois réacteurs du site de Flamanville et l'organisation nationale de crise, ainsi qu'à renforcer les compétences de l'équipe nationale de crise relatives à Flamanville 3. L'ASN considère que ces actions sont satisfaisantes.

Demande ORG-4-DFD : L'ASN vous demande de lui transmettre vos conclusions sur l'efficacité de ces actions dans un délai de huit mois à l'issue du prochain exercice multi-tranches.

Par ailleurs, en réponse aux demandes adressées par l'ASN relatives à la méthode de dimensionnement des ESE des réacteurs actuellement en fonctionnement pour gérer les situations extrêmes, EDF s'est engagée [64] à mettre en œuvre une analyse paramétrique pour identifier les facteurs qui ont une influence notable, favorable ou défavorable, sur les conditions de réalisation des actions humaines en salle de commande et en local, et par voie de conséquence sur les objectifs à atteindre par le système sociotechnique global (ESE et organisation de crise).

EDF s'est également engagée à mener des études et essais complémentaires selon les vulnérabilités et zones d'ombres identifiées dans le cadre de cette analyse paramétrique, l'objectif pour EDF étant de disposer *in fine* d'une raisonnable assurance dans la capacité de l'ensemble du système sociotechnique mobilisé à faire face à une situation extrême. EDF précise dans sa position que des exercices multi-tranches continueront à être programmés, conformément à l'article 5.3 de la décision en référence [69], avec la participation de la partie nationale de l'organisation, pour laquelle des personnels formés à l'EPR seront créés.

L'ASN considère qu'EDF devra prendre en compte explicitement, dans le cadre de son analyse paramétrique, la particularité du site de Flamanville 3 qui présente des réacteurs de technologies différentes, induisant potentiellement des problématiques spécifiques de gestion de crise.

Acronymes et définitions

AO : Axial Offset

APRP : Accident de perte de réfrigérant primaire

APRP 2A : Accident de perte de réfrigérant primaire par une brèche doublement débattue

BK : Bâtiment du combustible

CG : Commandes groupées

CN : Conduite normale.

Élimination pratique : Cette notion fait référence à l'article 3.9 de l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

États standards du réacteur :

État A : état en puissance et état d'arrêt à chaud ou intermédiaire avec toutes les fonctions de protection automatique du réacteur disponibles ; certaines fonctions peuvent être désactivées à basse pression,

État B : arrêt intermédiaire au-dessus de 110 °C, système de refroidissement à l'arrêt non connecté ; certaines fonctions de protection automatique du réacteur peuvent être désactivées,

État C : arrêt intermédiaire et arrêt à froid avec le système de refroidissement à l'arrêt en fonctionnement et le circuit primaire fermé ou pouvant être refermé rapidement,

État D : arrêt à froid avec le circuit primaire ouvert,

État E : arrêt à froid avec la piscine du réacteur pleine,

État F : arrêt à froid avec le cœur du réacteur complètement déchargé.

ETC-F : Référentiel d'EDF d'analyse du risque d'incendie dédié à l'EPR.

FOH : Facteurs organisationnels et humains

Fonctions de sûreté F1 : Les fonctions référencées F1 dans le rapport de sûreté sont celles identifiées comme nécessaires à la mitigation des accidents de référence (PCC).

Fonctions de sûreté F2 : Les fonctions référencées F2 dans le rapport de sûreté sont celles identifiées comme nécessaires à la mitigation des accidents à défaillances multiples (RRC).

GMPP : Groupe moto-pompe primaire

IHM : Interface homme machine

IPG : Interaction pastille gaine

IRWST : Piscine du système RIS, localisée en partie inférieure du bâtiment réacteur

MCP : Moyen de conduite principal

MCS : Moyen de conduite de secours

MDTE : Manque de tension externe

NPSH : Hauteur d'aspiration nette positive

PACS : Priority and actuator control system

PCC : Plant Condition Category. Il s'agit d'une catégorie de condition de fonctionnement avec simple défaillance. Les études de ces situations dans la démonstration de sûreté sont menées avec des méthodes conservatives, présentant des marges importantes.

PEE : Procédures d'exécution d'essais

PTR : Système de traitement et de refroidissement des eaux de piscine

RFTC : Rapport de flux thermique critique

RIS-RA : Système d'injection de sécurité et de refroidissement à l'arrêt

RRC : Risk Reduction Category. Il s'agit d'une catégorie de condition de fonctionnement avec défaillances multiples. Dans la démonstration de sûreté, des études RRC-A et B sont réalisées en complément des études PCC et prennent en compte des défaillances multiples, dans une démarche de réduction du risque. Ces études concernent les événements d'origine interne affectant le réacteur ou le combustible dans la piscine de désactivation ainsi que les transitoires de perte de longue durée des alimentations électriques externes et de perte de longue durée de la source froide.

RRC-A : Prévention de la fusion du cœur

RRC-B : Prévention des rejets importants en cas de fusion du cœur (accident grave).

RTV : Rupture de tuyauterie vapeur

VDA : Vanne de décharge à l'atmosphère

Table de références

- [1] Décret n° 2007-534 du 10 avril 2007 modifié autorisant la création de l'installation nucléaire de base dénommée Flamanville 3, comportant un réacteur nucléaire de type EPR, sur le site de Flamanville (Manche)
- [2] Courrier d'EDF du 16 mars 2015 relatif à la demande d'autorisation de mise en service (DMES) de Flamanville 3
- [3] Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives
- [4] Courrier EDF D305117029740 du 30/06/2017 – EPR Flamanville 3 – Envoi de la mise à jour du dossier support de la demande de mise en service
- [5] Lettre de saisine du GPR - CODEP-DCN-2018-003494 du 05/06/2018 dédiée à l'examen du rapport de sûreté du réacteur EPR de Flamanville en vue de son autorisation de mise en service
- [6] Lettre ASN CODEP-MEA-2018-036419 - Avis et recommandations du Groupe Permanent « Réacteurs » des 04 et 05/07/2018 – EPR : Mise en service de Flamanville 3 »
- [7] Avis IRSN N°2016-00370 du 30 novembre 2016 : « Réacteur EPR de Flamanville - Cellules PACS »
- [8] Note EDF - D305117004252 Ind. B du 25 septembre 2017 : « Note de justification de la suffisance des essais de démarrage sur les cellules PACS ».
- [9] Courrier EDF - D458518016648 du 22 mars 2018 : « Réponses aux questions 5 et 6 du questionnaire « Distribution électrique » n° 2 (procédures d'essais PEE) ».
- [10] Courrier EDF de projets de positions et actions D458518026217 du 31 mai 2018
- [11] Courrier EDF D458518030541 – Complément aux projets de positions et actions du 11 juin 2018
- [12] Fiche réponse EDF - D305118007354 Ind. B du 22 mars 2018 : « Réponses à la question 7 du questionnaire « Distribution électrique » n° 1 » (REX essais de démarrage)
- [13] Avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires CODEP-MEA-2016-050705 du 26 décembre 2016
- [14] Note EDF D305116005571 ind. A : Modes communs potentiels « câble » en cas d'incendie selon les critères A et B pour les bâtiments BR, BK, BAS/BL
- [15] Note EDF D305115114679 ind. A du 22 juin 2016: Modes communs potentiels « câble » en cas d'incendie selon les critères D, E & F pour les bâtiments BR, BK, BAS/BL
- [16] Note EDF D305116054669 ind. A du 24 juin 2016 : Note d'analyse fonctionnelle des conséquences de l'Incendie sur les câbles (GESTEC) selon les critères A et B pour les bâtiments BR, BK, BAS/BL
- [17] Note EDF D305116053872 ind. A du 28 juin 2016 : Note d'analyse fonctionnelle des conséquences de l'incendie sur les câbles (GESTEC) selon les critères D, E & F pour les bâtiments BR, BK, BAS/BL
- [18] Note EDF EYRT/2010/FR/0042 ind. D du 9 avril 2013 : Localisation des chemins de câbles de l'îlot nucléaire de l'EPR FA3
- [19] Courrier ASN CODEP-DCN-2016-032360 relatif à l'inspection INSSN-DCN-2016-0637 du 01/04/2016 - Application de l'arrêté du 7 février 2012 aux activités d'élaboration et d'utilisation de la maquette 3D pour les études de conception détaillée de Flamanville 3
- [20] Courrier ASN CODEP-LYO-2016-028649 du 8 juillet 2017 : Contrôle des installations nucléaires de base – Centrale nucléaire du Bugey (INB n° 78 et 89) – Inspection INSSN-LYON-2016-0051 du 23 juin 2016 – Thème incendie

- [21] Courrier ASN CODEP-OLS-2016-016190 du 20 avril 2016 : Contrôle des installations nucléaires de base – CNPE de Dampierre-en-Burly – INB n° 84 et n° 85 (INB n° 78 et 89) – Inspection INSSN-OLS-2016-0151 du 5 avril 2016 – Incendie - Explosion
- [22] Courrier ASN CODEP-LYO-2016-002913 du 23 janvier 2017 : Contrôle des installations nucléaires de base – Centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice (INB n° 119 et 120) – Inspection INSSN-LYON-2016-0314 du 6 décembre 2016 – Thème « incendie et explosion »
- [23] Note EDF D305117032555 ind. A du 15 septembre 2016 : Incendie FA3 – Analyse de sensibilité en cas de rupture de sectorisation de sûreté par porte ouverte pour l'IN
- [24] Compte rendu d'événement significatif pour la sûreté – CNPE du Blayais – D5150CRESS00510EC.00 du 15/05/10 : indisponibilité de la distribution d'eau incendie dans les locaux pompes RCV
- [25] Rapport d'événement significatif pour la sûreté – CNPE de Penly – D5039-RESS/16.002 du 04/05/16 : émulseur non conforme dans 1 et 2 JPV 103-104 BA
- [26] Rapport d'événement significatif pour la sûreté – CNPE de Cattenom – D5320/ESS/1234/011/2016 du 25/05/16 : indisponibilité du système de protection des bâches à fioul des diesels
- [27] Rapport d'événement significatif pour la sûreté – CNPE du Bugey – D5110/RE/ESS/T3/18003 du 29/03/18 : défaut de configuration du circuit de distribution d'eau incendie en tranche 3
- [28] Note EDF ENGSIN100261 ind. A du 25 juin 2012 : Synthèse des essais d'extinction par eau pulvérisée de feux de câbles PVC et SH menés au CNPP en 2007
- [29] Note EDF D305117051885 ind. A du 6 octobre 2017 : Incendie FA3 – Analyse des effets liés au rayonnement thermique des coffrets IP55
- [30] Note EDF D305117051885 ind. B du 20 décembre 2017 : Incendie FA3 – Analyse des effets liés au rayonnement thermique des coffrets IP55
- [31] Note EDF D305117032579 ind. A du 29 septembre 2017 : Incendie FA3 – Synthèse des dispositions associées aux charges non mobilisables de l'IN
- [32] Fiche de communication EDF D305217029659 du 31 juillet 2017 : Étude de comparaison des courbes de feu et des courbes de performance des éléments de sectorisation en cas de feu du pont roulant 80t du Hall dans les trains 2 et 3 de la station de pompage de Flamanville 3
- [33] Fiche de communication EDF D305217054799 du 1^{er} août 2017 : Synthèse des modélisations incendie d'un feu sur la toiture HCB
- [34] Note EDF D305117032574 ind. A du 14 septembre 2017 : Incendie FA3 – Analyse de risque incendie en cas d'auto-inflammation des câbles haute tension des bâtiments de l'IN
- [35] Décision n° 2014-DC-0417 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 28 janvier 2014 relative aux règles applicables aux installations nucléaires de base pour la maîtrise des risques liés à l'incendie, homologuée par l'arrêté du 20 mars 2014
- [36] Lettre ASN - CODEP-DCN-2014-057234 du 18 décembre 2014 : « Flamanville 3 (réacteur de type EPR) - Règles d'études d'accident hors piscine de désactivation ».
- [37] Lettre ASN – CODEP-DCN-2017-000364 du 18 mai 2017 : « Réacteurs électronucléaires – EDF – EPR Flamanville 3 (FLA3) – Examen des études d'accident du réacteur EPR de Flamanville 3 ».
- [38] Fiche de synthèse EDF/SEPTEN – D305917011861 du 26 septembre 2017
- [39] Directives techniques pour la conception et la construction de la prochaine génération de réacteurs nucléaires à eau sous pression - Adoptées pendant les réunions plénières du GPR et des experts allemands les 19 et 26 octobre 2000
- [40] Lettre EDF/SEPTEN - D305915002765 du 31 mars 2015 : « EPR FA3 - Règles d'études d'accident hors piscine de désactivation – Chapitre 15.0 du Rapport de Sûreté »

- [41] Lettre ASN - CODEP-DCN-2016-022193 du 21 juillet 2016 : « Flamanville 3 - Projet EPR - Instruction de la demande d'autorisation de mise en service - Thématique des composants mécaniques hors ESPN - Chute des grappes de commande ».
- [42] Fiche de synthèse EDF/SEPTEN - D305916017252 du 25 octobre 2016 : « Réponse à la demande A du courrier CODEP-DCN-2016-22193 ».
- [43] Note AREVA - D02-ARV-01-095-636 révision B du 8 novembre 2016 : « Justification de la méthode de calcul de temps de chute des grappes en séisme ».
- [44] Lettre EDF - D305917002933 [A] du 03/05/2017 : « EPR FA3 - Réunion ASN/IRSN – EDF/AREVA du 10 janvier 2017 dans le cadre des suites du GP « Etudes d'accident FA3 » des 30 juin et 1^{er} juillet 2016 ».
- [45] Fiche de synthèse EDF D305917009058 du 23 juin 2017 : « Fiche de synthèse à l'ASN : Démarche de traitement envisagée pour répondre aux demandes E-5-2 et E-2-1 du courrier CODEP-DCN-2017-000364 ».
- [46] Courrier EDF D305917009060 de transmission de la fiche de synthèse ASN D305917009058 du 23 juin 2017 : « Démarche de traitement envisagée pour répondre aux demandes E-5-2 et E-2-1 du courrier CODEP-DCN-2017-000364 ».
- [47] Compte-rendu EDF - D305918001230 du 28/02/2018 : « EPR FA3 – Demandes ASN E-2.1 et E-5.2 GP Études d'accident – Compte rendu de la réunion ASN/IRSN/EDF d'instruction de la démarche d'étude du 26/01/2018 ».
- [48] Compte-rendu EDF - D305918006288 du 12/06/2018 : « EPR FA3 - Demandes ASN E-2.1 / E-5.2 de CODEP-DCN-2017-000364 - Réunion ASN / IRSN / EDF de clôture d'instruction de la démarche du 2/05/2018 ».
- [49] Fiche EDF/SEPTEN - D305917014807 du 20 octobre 2017 : « Réponse à la demande E-7 du courrier CODEP/DCN-2017-000364 ».
- [50] Lettre ASN - CODEP-DCN-2016-036888 du 16 décembre 2016 : « RTV – MTC 3D et démarche d'étude complémentaire ».
- [51] Lettre EDF - D305914011175 du 10 juillet 2014 : « EPR FA3 – Instruction anticipée des études d'accident – Transmission des sous-chapitres RDS relatifs aux accidents de refroidissement initiés à puissance nulle ».
- [52] Note EDF D305116048915 ind. B du 16 novembre 2016 : EPR Flamanville 3 - Dossier Article 32 du décret Procédure - Demande de modification du délai de mise en service fixé dans le décret d'autorisation de création de l'INB 167 Flamanville 3.
- [53] Lettre EDF du 18 novembre 2016 : Modification du décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire de base n° 167 (Flamanville 3) du 10 avril 2007 et procédure d'autorisation au titre du code de l'énergie (COARR-ASN-2016-118420).
- [54] Décision n°2008-DC-0114 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 26 septembre 2008 fixant à Électricité de France – Société Anonyme (EDF-SA) les prescriptions relatives au site électronucléaire de Flamanville (Manche) pour la conception et la construction du réacteur « Flamanville 3 » (INB n°167) et pour l'exploitation des réacteurs « Flamanville 1 » (INB n°108) et « Flamanville 2 » (INB n°109).
- [55] Rapport IRSN n° 2018-00014 : Examen du rapport de sûreté du réacteur EPR de Flamanville.
- [56] Note EDF D305117052756 ind. A du 29 septembre 2017 : EPR FA3 – GP Systèmes et Agressions – Projets de recommandation PR IX-16 et PR IX-21.
- [57] Lettre EDF D458518006864 transmettant notamment les réponses aux questions 2-4, 2-6, 2-7 et 2-13 du questionnaire PSN-RES/SA2I/2018-00004 du 9 janvier 2018.
- [58] Lettre ASN DEP-SD2/n°181/2005 du 14 avril 2005.
- [59] Document EDF - D305115065081 du 7 juillet 2015.
- [60] Lettre ASN CODEP-DCN-2016-007946 du 24 février 2016.
- [61] Courrier EDF de positions et actions D458518048848 du 19 septembre 2018.

- [62] Lettre ASN – CODEP-DCN-2017-001251 du 18 juillet 2017 : « Réacteurs électronucléaires – EDF – EPR Flamanville 3 (FLA3) – Sûreté de l’entreposage et de la manutention du combustible dans le bâtiment combustible »
- [63] Fiche réponse EDF D305917016325 à la question A.2 du CODEP-DCN-2017-001251
- [64] Courrier EDF D455017016351 du 12/12/2017 transmettant la Fiche réponse D455017012692 du 30/11/2017 – « Examen de la méthode de dimensionnement des effectifs déclinés par EDF pour gérer les situations extrêmes »
- [65] D305217065567 – Note de synthèse sur le système DVP et les agressions canicule et grand froid sur l’air
- [66] Arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base
- [67] Guide n°22 de l’ASN : Conception des réacteurs à eau sous pression – 18/07/2017
- [68] Lettre ASN - CODEP-DCN-2014-002353 du 23 juillet 2014 : « Réacteur n° 3 de Flamanville de type EPR - Études probabilistes de sûreté de niveau 1 (EPS 1) »
- [69] Décision n° 2017-DC-0592 de l’Autorité de sûreté nucléaire du 13 juin 2017 relative aux obligations des exploitants d’installations nucléaires de base en matière de préparation et de gestion des situations d’urgence et au contenu du plan d’urgence interne