



**INSTITUT
ENERGIE ET
DEVELOPPEMENT**

Organisme réalisant des
études, expertises et audits

15, rue Kléber

93512 MONTREUIL cedex

☎ 01 48 51 17 00 / Fax 01 48 59 81 15

ied.montreuil@wanadoo.fr



Expertise Technico-Economique sur le maintien en Fonctionnement de Fessenheim

**Expertise réalisée à la demande
du Comité Central d'Entreprise d'EDF SA**

La présente étude-expertise a été réalisée par :

FABRE Claude

GOURIOU Alain

LUCAS Jean-Claude

MARTIN Alain

PASCAUD Bernard

POIZAT François

SALLES Bernard

SUREAU Henri

TOURET Jean-Pierre

Logistique : Anita NAIL / Karima RAHMOUNI

SOMMAIRE

1. PREAMBULE ET OBJET	1
2. ORGANISATION ET DEROULEMENT DE L'EXPERTISE	3
3. EVOLUTIONS DE SURETE SUITE AU REEXAMEN DES TROISIEMES VISITES DECENNALES (VD3) ET AUX ETUDES COMPLEMENTAIRES DE SURETE (ECS)	4
3.1 Décisions et prescriptions de l'ASN	4
3.1.1 Démarche de Sûreté	4
3.1.2 Troisième Visite Décennale (VD3)	5
3.1.3 Etudes Complémentaires de Sûreté (ECS)	6
3.1.4 Prolongation de la durée de fonctionnement	12
3.2 Noyau dur	12
3.3 Tenue au Séisme	14
3.3.1 Avant Fukushima	16
3.3.2 Après Fukushima	16
3.4 Etudes liées à la digue du Grand Canal d'Alsace	17
3.5 Impact sur les installations	19
3.5.1 Renforcement du radier de Fessenheim	19
3.5.2 Ensemble d'Ultime Secours	20
3.5.3 Alimentation ultime en eau de Fessenheim	21
3.5.4 Protections contre les inondations de Fessenheim	21
3.5.5 Filtre à sable des rejets accidentels	22
3.5.6 Parade Voie Eau de Fessenheim	22
3.5.7 Gestion de crise	22
3.5.8 Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN)	23
3.5.9 Piscine du Bâtiment Combustible (BK)	24
3.5.10 Autres modifications	24
3.6 Moyens et compétences	24
3.7 La sous-traitance	25
3.8 Evaluation des coûts par tranche de Fessenheim	27
3.9 Programmation des modifications	28
4. APTITUDE AU MAINTIEN EN FONCTIONNEMENT DE FESSENHEIM	30
4.1 Notion et phénomène de vieillissement	30
4.2 Etat des enceintes de confinement	31
4.3 Etat des cuves	32
4.3.1 Généralités	32
4.3.2 Problématique	32
4.3.3 Programme de surveillance et suivi de l'irradiation	32
4.3.4 Cas des tranches de Fessenheim	33
4.3.5 Démonstration de la tenue en service des cuves de Fessenheim	33
4.3.6 Position de l'Autorité de Sûreté Nucléaire	34
4.3.7 Conclusion	34
4.4 Rénovation et remplacement des matériels	34
4.5 Bilan d'exploitation	35
4.5.1 Les spécificités de la conception des tranches de Fessenheim	35

4.5.2	Historique d'exploitation	35
4.5.3	Résultats d'exploitation	35
4.5.4	Synthèse	40
4.6	Programme d'Investigations Complémentaires (PIC)	40
4.7	Tenue à la fatigue des circuits primaire et secondaire des tranches (CPP et CSP)	41
5.	ETUDE ECONOMIQUE	42
5.1	Coût d'un arrêt immédiat (rapport Energies 2050)	42
5.2	Evaluation par le modèle IED des conséquences économiques au niveau national	42
5.2.1	Présentation des scénarios de substitution	42
5.2.2	Hypothèses de calcul	43
5.2.3	Energie produite et résultats en puissance installée dans les deux scénarios de substitution	44
5.2.4	Résultats économiques	47
5.3	Conclusions	58
6.	CONSEQUENCES D'UN ARRET DE FESSENHEIM SUR L'ALIMENTATION ELECTRIQUE DU GRAND EST	59
7.	REGARD SUR LES EXPERTISES EXTERNES	66
7.1	Rapport RESONANCE	66
7.2	Rapport WISE	68
7.3	Rapport du Conseil Général du Haut-Rhin	70
7.4	Rapport du Groupement des Scientifiques pour l'information sur l'Energie Nucléaire (GSIEN)	70
8.	CONCLUSION	76
9.	ANNEXES	81
9.1	Annexe du § 1 : Résolution du CCE d'EDF du 9 février 2012	81
9.2	Annexe du § 2 : Liste des organismes et personnes rencontrées	82
9.3	Annexe du § 3.1.1 : Démarche de Sécurité	83
9.4	Annexe du § 3.1.3 : Rappel sur l'accident de Fukushima	85
9.5	Annexe du § 3.2 : Présentation d'un réacteur et des ensembles du Noyau Dur	91
9.6	Annexe du § 3.3.2 : Evolution de la réglementation en matière de protection au séisme des centrales nucléaires	94
9.7	Annexe du § 4.5 : Résultats d'exploitation	96
9.8	Annexe du § 4.7 : Comptabilisation des situations	99
10.	GLOSSAIRE	100
11.	BIBLIOGRAPHIE	103

1. PREAMBULE ET OBJET

Le Centre Nucléaire de Production d'Electricité (CNPE) de Fessenheim est situé sur le territoire de la commune de Fessenheim, en rive gauche du Grand Canal d'Alsace à 1,5 km du lit du Rhin faisant frontière entre la France et l'Allemagne.

Le site comprend 2 réacteurs à eau pressurisée (REP) de conception identique (palier CP0 cf. insert du paragraphe 3.1.1) d'une puissance électrique de 900 MW chacun, Fessenheim 1 (FSH1) et Fessenheim 2 (FSH2), qui produisent l'équivalent de la consommation électrique de la Région Alsace (de l'ordre de 13 TWh annuel). La mise en service des deux réacteurs date de 1977 et 1978.

Dans la dernière période, l'hypothèse d'une fermeture de la centrale de Fessenheim est revenue dans les médias et reprise dans certaines déclarations politiques, régionales et nationales dont une au plus haut niveau de l'Etat.

Pour la prochaine décennie et même à l'horizon 2030, le Comité Central d'Entreprise d'EDF estime que les tranches de production nucléaire de Fessenheim doivent continuer à produire pour être en mesure de participer à la satisfaction de la demande électrique en France et particulièrement en Alsace et ainsi de contribuer à l'équilibre production-consommation.

C'est la raison pour laquelle les Représentants du Personnel réunis en séance plénière du CCE d'EDF S.A. dans sa séance du 9 février 2012 ont voté deux expertises (cf. annexe du § 1) :

- ✓ la première concerne la réalisation d'une étude sur l'impact socio-économique de l'activité du Centre Nucléaire de Production Electrique de Fessenheim sur son environnement et sur les conséquences d'une éventuelle fermeture sur le tissu économique local et régional. Cette expertise a été confiée au Cabinet SYNDEX,
- ✓ par ailleurs, les représentants du personnel ont voté la réalisation d'une seconde expertise qui devra les éclairer précisément sur ce que les décisions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, suite aux Etudes Complémentaires de Sûreté (ECS) réalisées par EDF¹ après l'accident de Fukushima, impliquent pour la mise en conformité du site de Fessenheim et pour la poursuite de son exploitation et notamment :
 - la nature des travaux à engager et leur priorité,
 - l'impact sur les compétences et les moyens nécessaires que ce soit sur le site, sur l'ensemble de l'entreprise EDF, et pour les entreprises prestataires,
 - une évaluation des coûts de mise à niveau.

Cela permettra d'effectuer une comparaison, avec les coûts et conséquences résultant d'une fermeture éventuelle, évaluée dans la première expertise.

Cette expertise a été confiée au cabinet Institut Energie et Développement (IED).

Par ailleurs d'autres demandes ont été formulées antérieurement par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) dans le cadre des révisions décennales avec comme objectif la prolongation de la Durée De Fonctionnement (DDF) des tranches.

IED a donc proposé d'examiner, dans le cadre de cette expertise, un certain nombre de points particuliers tels que :

¹ à la demande du gouvernement sur la base d'un cahier de charges établi par l'Autorité de Sûreté Nucléaire

- ✓ l'évolution de l'état des cuves,
- ✓ l'évolution de l'état des enceintes de confinement des bâtiments réacteur,
- ✓ le comportement des matériels et des bâtiments au séisme,
- ✓ la tenue de la digue du canal au séisme,
- ✓ la mise en œuvre de la solution retenue pour le renforcement du radier.

Il sera par ailleurs particulièrement important de faire un bilan précis de l'état des tranches vis à vis du vieillissement des matériels et des systèmes :

- ✓ en procédant à une analyse du bilan d'exploitation et des résultats de dosimétrie et de radioprotection,
- ✓ en faisant l'inventaire des remplacements de matériels effectués ou à venir.

L'étude mentionnera dans l'éventualité d'un arrêt de la production :

- ✓ l'incidence de cet arrêt sur les réseaux de transport et l'alimentation de l'Alsace,
- ✓ la création de nouveaux moyens de production nécessaires en compensation.

2. ORGANISATION ET DEROULEMENT DE L'EXPERTISE

Pour réaliser cette expertise, les experts d'IED ont rencontré les représentants des différentes unités et Directions d'EDF suivantes en charge des études et travaux post-Fukushima et de l'exploitation de Fessenheim :

- ✓ Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Fessenheim (CNPE Fessenheim)
- ✓ Centre National d'Equipement et de Production d'Electricité (CNEPE) à Tours
- ✓ Centre d'Ingénierie du Parc Nucléaire en exploitation (CIPN) à Marseille
- ✓ Centre d'Ingénierie Hydraulique (CIH) à Chambéry-Technolac
- ✓ Département Technique d'Essais en Géologie, Géotechnique et de Génie Civil (TEGG) à Aix en Provence
- ✓ Direction de la Production Nucléaire (DPN)
- ✓ Direction de l'Ingénierie (DIN)
- ✓ Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

On trouvera en annexe du § 2 le nom des personnes rencontrées. IED les remercie pour la pertinence et la richesse des informations apportées et des réflexions exprimées.

Les experts ont réuni au cours de ces entretiens une abondante documentation. Ils ont obtenu par ailleurs un grand nombre d'informations en consultant les sites Internet de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), de l'Institution de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) et du Réseau Transport de l'Electricité (RTE).

Conformément aux termes du contrat deux points d'étape, le 12 juin 2012 et le 4 septembre 2012, ont permis à IED de présenter l'avancement des études à la commission temporaire intitulée « Commission CNPE Fessenheim » et de discuter des suites à donner.

3. EVOLUTIONS DE SURETE SUITE AU REEXAMEN DES TROISIEMES VISITES DECENNALES (VD3) ET AUX ETUDES COMPLEMENTAIRES DE SURETE (ECS)

3.1 Décisions et prescriptions de l'ASN (cf. annexe du § 3.1)

3.1.1 Démarche de Sûreté

Le référentiel de sûreté d'une centrale est constitué de l'ensemble des exigences de sûreté de conception et de construction. La loi prévoit de le faire évoluer lors des réexamens de sûreté tous les dix ans.

Les réévaluations de sûreté sont réalisées sur le Parc nucléaire français lors des réexamens décennaux et à la suite d'évènements majeurs. Elles débouchent sur l'autorisation, ou non, de fonctionnement de dix ans supplémentaires, assortie d'exigences qui ne sont pas négociables et que l'exploitant doit s'engager à réaliser suivant une programmation.

LA MISE EN PLACE DU PARC NUCLEAIRE EN FRANCE

Par décision interministérielle du 13 novembre 1969, la filière UNGG est abandonnée au profit des réacteurs à eau légère.

La construction de deux réacteurs à eau légère (REP) est lancée à Fessenheim. Ils seront raccordés au réseau en 1977 et 1978. Puis 4 autres sont autorisés à Bugey, dans l'Ain. Ces six réacteurs, d'une puissance de 900 MWe, constituent le Contrat Programme CP0 (**paller CP0**)

Le Contrat Programme CP1 (**paller CP1**) est engagé en 1974, et il comprend 18 tranches d'une puissance de 900 MWe. Ce sont

Blayais 1, 2, 3 et 4, Dampierre 1, 2, 3 et 4 : Gravelines 1, 2, 3 et 4, 5, 6 et Tricastin 1, 2, 3 et 4

Le Contrat Programme CP2 (**paller CP2**) est lancé en 1976, il comprend 10 tranches de 900 MWe à :

Chinon B1, B2, B3, B4, Cruas 1, 2, 3 et 4 ; Saint-Laurent-des-Eaux B1 et B2

Le **paller P4** est constitué de 8 tranches d'une puissance de 1300 MWe, mises en service de 1984 à 1987. Il s'agit de :

Framanville 1 et 2, Paluel 1, 2, 3 et 4, Saint-Alban 1 et 2.

Ensuite, le **paller P'4** est constitué de 12 nouvelles unités de la même puissance de 1300 MWe. Les engagements de construction s'échelonnent de 1979 à 1984 et les mises en service de 1987 à 1994. Il s'agit des réacteurs de :

Belleville 1 et 2, Cattenom 1, 2, 3, et 4, Golfach 1 et 2, Nogent 1 et 2 et Penly 1 et 2.

Enfin le **paller N4** constitué de 4 tranches de 1450 MWe de conception purement française est mis en place à :

Chooz B 1 et 2 à Civaux 1 et 2

EDF, en tant qu'architecte ensemble de ce parc, et en tant qu'exploitant, a accumulé plus de 1 000 années réacteurs.

C'est ainsi que les 3^{èmes} Visites Décennales des tranches 900 (VD3-900) se déroulent depuis mai 2009 (tranche de Tricastin 1). Celle de FSH1 s'est déroulée en 2010 et celle de FSH2 en 2011. Ce processus était donc en cours au moment de l'accident de Fukushima.

Suite à cet accident, l'ASN a demandé des Etudes Complémentaires de Sûreté aux exploitants d'installations nucléaires. Ces analyses doivent prendre en compte des sollicitations externes extrêmes. Elles aboutiront à des compléments au référentiel de sûreté qui seront définitivement applicables début 2013. La prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima se poursuivra et pourra entraîner ultérieurement d'autres évolutions.

Concernant la prolongation d'exploitation, EDF a porté à la connaissance les évolutions envisagées pour passer de 40 ans à 60 ans. L'ASN a prévu de donner un avis après analyse de celles-ci. Mais aucune autorisation ne sera donnée en dehors du processus décennal.

3.1.2 Troisième Visite Décennale (VD3)

Depuis plusieurs années, EDF et l'ASN ont engagé le processus de réexamen de sûreté pour les tranches 900 MW d'abord, pour l'ensemble du palier et ensuite tranche par tranche. Le 1^{er} Juillet 2009, l'ASN a donné un avis générique favorable à la poursuite de l'exploitation de l'ensemble des réacteurs du palier 900 MW jusqu'à la 4^{ème} Visite Décennale (VD4) correspondant à 40 ans de fonctionnement.

A la suite de la VD3 de FSH1 qui s'est déroulée en 2010 et au vu du bilan de sûreté, l'ASN dans son avis du 4 Juillet 2011 considère que FSH1 peut être exploité jusqu'à la VD4. Cet avis est assorti de 40 prescriptions à réaliser et listées dans la décision n° 2011-DC-0231 dont :

- le renforcement du radier avant le 30 Juin 2013, afin d'augmenter sa résistance au corium en cas d'accident grave avec percement de la cuve,

Corium

Le corium est l'amas de combustibles et d'éléments de structure du cœur d'un réacteur nucléaire fondus et mélangés.

- l'installation de moyens d'évacuation de la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide avant le 31 Décembre 2012.

D'autres prescriptions concernant FSH1 se rapportent à :

- la politique et le management de la sûreté (1 prescription),
- la maîtrise des risques d'accident (25 prescriptions),
- la gestion et l'élimination des déchets et des combustibles usés (3 prescriptions).

Par ailleurs, 11 prescriptions se rapportant également à maîtrise des risques d'accident concernent à la fois FSH1 et FSH2.

La VD3 de FSH2 s'est déroulée en 2011. Le rapport des conclusions du réexamen de sûreté de FSH2 est en cours d'analyse. L'avis de l'ASN est attendu pour début 2013. Il devrait reprendre toutes les prescriptions pour FSH1 dont les deux principales citées ci-dessus.

3.1.3 Etudes Complémentaires de Sûreté (ECS)

a) Rappel sur l'accident de Fukushima (cf annexe du § 3.1.3)

Le 11 Mars 2011 à 14h45 un séisme de magnitude 8,9 a frappé le site de la centrale de Fukushima-Dayashi, suivi une heure plus tard par un tsunami avec une vague de plus de 10 mètres de haut.

Le site comprend 6 réacteurs de type BWR (Boiling Water Reactor) eau légère, eau bouillante comme liquide refroidissement. Les réacteurs 1, 2 et 3 sont en fonctionnement, le réacteur 4 est dans l'état « cœur déchargé », les réacteurs 5 et 6 sont à l'arrêt.

La perte des réseaux électriques extérieurs suite au séisme entraîne le démarrage des groupes électrogènes de secours et l'arrêt des réacteurs 2 et 3 par insertion des grappes de contrôle.

Les systèmes de refroidissement de secours du circuit primaire se mettent en route : échangeur par convection naturelle pour le réacteur 1, une turbopompe pour les réacteurs 2 et 3 alimentée en vapeur par le circuit primaire.

La vague du tsunami submerge le site environ une heure plus tard et entraîne l'arrêt des groupes électrogènes. Le réacteur 1 n'est plus réfrigéré. Les réacteurs 2 et 3 le seront encore pendant 24 heures par leurs turbo-pompes.

L'arrêt du refroidissement entraîne l'ébullition de l'eau, le découvrément des éléments combustibles, la rupture des gaines des crayons combustible et la fonte du combustible et des structures internes. L'ensemble forme un magma appelé « corium » qui se répand au fond de la cuve. En perçant la cuve, le corium a pu atteindre le béton et la peau métallique de l'enceinte étanche. Il n'est pas possible de mieux connaître l'état réel pour l'instant.

En même temps, lors de l'échauffement à très haute température, les gaines de zirconium se sont fissurées et oxydées. La réaction du zirconium avec l'eau libère ainsi de grandes quantités d'hydrogène mais comme l'enceinte est remplie d'azote, les explosions ne se produisent pas immédiatement. Les soupapes du circuit primaire sous l'élévation de pression se déchargent dans le tore de refroidissement qui à son tour doit être dégonflé via un circuit d'éventage. Des inétanchéités provoquent des fuites d'hydrogène notamment dans les dômes des bâtiments réacteur. Des explosions détruisent le bardage des réacteurs 1 et 3 et libèrent des produits de fission dans l'atmosphère. Dans chaque réacteur, l'explosion hydrogène se produit à l'intérieur de l'enceinte provoquant ainsi une rupture du tore de refroidissement et les rejets les plus importants dans l'atmosphère et dans l'eau. L'explosion sur le réacteur 4 est due à une fuite par une tuyauterie commune avec le réacteur 3.

L'injection d'eau de mer dans l'enceinte a permis de maîtriser la température et stabiliser le corium malgré l'action chimique du sel.

Les interventions des exploitants ont été réalisées dans des conditions très pénibles compte-tenu des irradiations ambiantes et de la défaillance de tous les circuits, notamment d'éclairage.

Les piscines d'entreposage du combustible ont subi elles aussi des situations accidentelles. La piscine 4 contient l'équivalent de 3 cœurs chargés, les piscines 2 et 3 sont chargées normalement et la piscine 1 est peu chargée. La perte du refroidissement a provoqué l'ébullition de l'eau des piscines. Le découvrément des éléments combustibles et les rejets atmosphériques résultant ont été évités grâce aux appoints en eau froide à l'aide de moyens de fortune.

En juillet 2011, le refroidissement s'effectue en circuit fermé limitant fortement les rejets radioactifs. L'arrêt à froid des réacteurs a été obtenu en décembre 2011, c'est-à-dire que la température de l'eau est inférieure à 100°C.

La centrale de Fukushima a dû faire face à une agression externe d'ampleur exceptionnelle nettement supérieure aux hypothèses de dimensionnement. L'accident « grave » qui s'en est suivi est similaire à ce qui se serait produit sur le type des réacteurs REP français dans une situation de pertes simultanées des alimentations électriques et du refroidissement.

Cependant, il faut noter que les premiers types de BWR ont été abandonnés dans le monde.

En outre, les référentiels de sûreté n'ont pas été réévalués depuis la mise en service à la lumière des incidents et accidents survenus au Japon et dans le monde comme l'ASN, autorité de sûreté nucléaire indépendante française, l'exige pour les réacteurs français, contrairement à celle du Japon.

Cette situation imprévue a sans aucun doute induit l'idée qu'il fallait avoir recours à des dispositions techniques pour faire face à des situations extrêmes tant sur le site d'une centrale qu'au niveau national. Dans le paragraphe suivant, sont détaillées les dispositions prescrites pour le parc nucléaire français

b) La démarche et le déroulement des Etudes Complémentaires de Sûreté

- Suite à l'accident de Fukushima, l'ASN a engagé le processus des Etudes Complémentaires de Sûreté. Conformément à la méthodologie définie, chaque exploitant doit :
 - vérifier la conformité des installations et la robustesse du référentiel actuel,
 - vérifier la robustesse des installations et organisations en analysant leur comportement dans des situations extrêmes dépassant les hypothèses de conception (par exemple agressions en postulant des cumuls et des accidents touchant toutes les tranches d'un site),
 - déduire des mesures supplémentaires renforçant la robustesse des tranches.
- Le rapport EDF sur l'ensemble des tranches en exploitation et en construction (EPR) a été remis en Septembre 2011.
- Le rapport de l'ASN émis en Décembre 2011 fixe les points d'accord et les compléments d'études.
- Dans son avis du 3 Janvier 2012 :

L'ASN considère qu'aucune tranche du Parc ne doit être arrêtée, mais que la poursuite de l'exploitation nécessite de renforcer la robustesse des tranches face à des situations extrêmes.

L'ASN prévoit d'imposer aux exploitants un ensemble de dispositions. Elle souligne particulièrement l'importance des mesures suivantes :

- La mise en place d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans les situations extrêmes : les exploitants proposeront à l'ASN avant le 30 juin 2012 le contenu et les spécifications du « noyau dur » de chaque installation. Il comportera :
 - des locaux et des moyens matériels de gestion de crise,

- des moyens de communication et d'alerte,
 - une instrumentation technique et environnementale,
 - des moyens de dosimétrie opérationnelle des travailleurs,
 - des matériels renforcés dont un groupe électrogène et une alimentation en eau d'ultime secours par réacteur.
-
- La mise en place progressive, à partir de cette année 2012, du dispositif national d'intervention, « Force d'Action Rapide Nucléaire » (FARN), qu'elle a proposé, rassemblant des équipes spécialisées et des matériels pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures avec un début des opérations sur site en moins de 12 heures. L'ASN demande à EDF pour les piscines d'entreposage de combustible des différentes installations la mise en place de dispositions renforcées visant à réduire le risque de dénoyage du combustible.
 - La fourniture avant le 31 décembre 2012 des études de faisabilité, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à protéger les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave.

L'ASN demande ainsi de doter les installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et surpassant les phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations,
- à des situations d'accident grave consécutives à la perte prolongée des sources électriques ou du refroidissement et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

En reprenant le concept de « noyau dur » proposé par l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), l'ASN impose une évolution importante de la doctrine de sûreté. En effet il est postulé que les moyens existants, pour éviter ou limiter les conséquences d'accidents graves, sont détruits ou inopérants suite à des niveaux d'agression externe imprévus. Il s'agit de protéger les matériels et structures participant aux fonctions vitales nécessaires pour maîtriser les conséquences d'un accident grave ou de les limiter vis-à-vis des populations et de l'environnement. L'ensemble constitue le noyau dur qui doit privilégier des solutions robustes et diversifiées.

- S'appuyant sur les avis du Groupe Permanent des Réacteurs, l'ASN prend position dans sa lettre du 26 juin 2012 sur l'ensemble des résultats des rapports ECS et établit des demandes génériques pour l'ensemble du Parc.

A la même date, une lettre de décision est aussi notifiée à chacun des sites du Parc Nucléaire. La décision 2012-DC-0284 regroupe ainsi toutes les exigences relatives au site de Fessenheim et demande à EDF d'afficher le planning de réalisation des travaux sur tout le Parc. Les prescriptions portent notamment sur le noyau dur, la surveillance de la piscine du bâtiment combustible (BK), la tenue des digues, l'appoint d'eau ultime, la filtration avant rejets et la gestion des situations d'urgence (moyens matériels et humains, compétences et formation, organisation et locaux).

En outre, un retour d'expérience sur les suites de Fukushima est demandé pour le 31 décembre 2013, qui peut conduire à de nouvelles exigences.

- Dans son courrier du 29 Juin 2012, en réponse à l'ASN, EDF définit les objectifs du noyau dur :

- limiter les conséquences d'un accident grave sur une ou plusieurs tranches d'un même site,
- assurer les missions associées à la gestion de crise ainsi que les moyens et installations requis.

La programmation des travaux est aussi définie pour l'ensemble du Parc.

- L'ensemble des dispositions proposées seront examinées par un Groupe Permanent d'Experts en Décembre 2012. La décision de l'ASN sur le noyau dur devrait intervenir début 2013.

c) Les résultats des études ECS et les prescriptions de l'ASN

Les éléments des Rapports sur les ECS remis par EDF pour le site de Fessenheim sont présentés ci-après ainsi que les prescriptions de l'ASN principalement pour le site de Fessenheim.

i. Inspections ciblées :

- Le résultat est globalement satisfaisant, mais les dispositions opérationnelles d'exploitation vis-à-vis des risques d'inondation et de séisme doivent être améliorées.

ii. Séisme :

- Pour Fessenheim, le séisme à prendre en compte dans le référentiel VD3 reste couvert par le séisme de dimensionnement. Les renforcements sismiques réalisés ne sont pas liés à une réévaluation de l'aléa mais à la mise en œuvre de nouvelles méthodes de calculs parasismiques réalisées dans le cadre des réexamens.

Les études ECS ont montré que la robustesse des installations était satisfaisante et que face à un accroissement limité du niveau de séisme, jusqu'à 1,5 Séisme Majoré de Sécurité (SMS), il n'y avait pas d' « effet falaise ».

L'ASN émet toutefois de nouvelles exigences :

- les fonctions fondamentales de sûreté doivent rester protégées contre l'incendie en cas de séisme,
- les circuits hydrogénés doivent résister au séisme,
- pour le site de Fessenheim, il est nécessaire d'étudier le niveau de robustesse de la digue du Grand Canal d'Alsace (GCA) au séisme et des autres ouvrages de protection contre les inondations et de présenter les conséquences d'une défaillance de ces ouvrages.
- le repli automatique du réacteur en cas de séisme doit être étudié.

iii. Inondations

L'inondation est un risque pris en compte à la conception des installations et réévalué lors des réexamens de sûreté ou à la suite de certains événements exceptionnels, comme l'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999.

Cette réévaluation a porté notamment sur le niveau d'eau maximal pris en compte pour dimensionner les ouvrages de protection des sites appelé Cote Majorée de Sécurité (CMS), mais également sur l'ensemble des phénomènes et combinaisons de phénomènes pouvant être à l'origine d'une inondation (crues, tempêtes, pluies, remontée de la nappe phréatique, ruptures de circuits et d'ouvrage de retenue d'eau...).

L'analyse des ECS montre que les exigences résultant de la réévaluation complète de la prise en compte de ce risque sur les centrales nucléaires, achevée en 2007, confèrent aux installations un haut niveau de protection contre le risque d'inondation. Toutefois, l'ASN constate que les dispositions permettant de satisfaire ces exigences ne sont pas encore toutes mises en œuvre sur tous les sites mais Fessenheim n'est pas concerné.

L'ASN impose à EDF :

- de réaliser, dans les délais et au plus tard en 2014, les travaux et mesures de protection des centrales nucléaires prévus à la suite de la réévaluation « inondation de 2007 »,
- d'achever la revue de la conception de la source froide, notamment vis-à-vis de la prévention des risques de colmatage, engagée à la suite de l'incident de Cruas en 2009,
- de renforcer la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel actuel, par exemple par son rehaussement. En effet, les ECS ont mis en évidence l'existence d'effets falaise pour des niveaux proches de ceux retenus dans le référentiel. Ces effets falaise peuvent entraîner la perte de la source froide, la perte des alimentations externes et la perte totale des sources électriques internes et externes avec la présence d'une lame d'eau sur l'îlot nucléaire (en cas d'inondation par exemple, à Fessenheim, le transformateur électrique haute tension est situé en niveau bas, donc inondable, ainsi que les groupes électrogènes de secours).

Pour Fessenheim, le niveau de robustesse a été pris à 1,3 CMS. Il ne peut être écarté que cela conduise à la perte de la source froide à terme, ainsi qu'à la perte des alimentations externes par submersion de la plateforme du transformateur auxiliaire, ainsi qu'à la perte totale des alimentations électriques. A la suite d'études complémentaires, un renforcement de la filtration et des protections supplémentaires seront peut-être nécessaires.

L'ASN demande d'analyser le niveau de robustesse de la digue du GCA et des autres ouvrages contre les inondations. Une première analyse a montré la possibilité de submersion de la plateforme de l'îlot nucléaire (une hauteur de 3 mètres environ sera prise en compte) entraînant la situation H3. EDF doit évaluer le champ d'inondation et définir les parades nécessaires. EDF devra étudier les dispositions portant tant sur le renforcement des digues au titre de la prévention que sur la protection du noyau dur.

Situation accidentelle

Procédure H3 : procédure visant à gérer la situation accidentelle associée à la perte totale des sources électriques internes et externes (en cas d'inondation par exemple, si le transformateur électrique haute tension est situé en niveau bas, donc inondable, ainsi que les groupes électrogènes de secours placés similairement)

Compte-tenu de la situation spécifique de Fessenheim (source froide plus élevée que la plateforme du site) qui entraîne un risque de fuite important vers la centrale, l'ASN malgré l'engagement d'EDF de renforcement des dispositifs d'isolement demande une analyse plus détaillée pour garantir l'arrêt de la vidange du canal.

iv. Pertes des alimentations électriques

La perte des alimentations électriques externes et internes de tout le site entraîne un découplage du cœur dans des conditions pénalisantes au bout de quelques heures, ainsi qu'un dénoyage du combustible en piscine de désactivation au bout d'un jour et demi.

Pour faire face à cette situation, EDF propose l'installation d'un Diesel Ultime Secours (DUS) par tranche résistant aux agressions extrêmes et :

- capable de maintenir l'alimentation au Circuit Primaire Principal,
- d'alimenter l'appoint en eau ultime à la bache ASG et au traitement et refroidissement d'eau des piscines (système PTR)
- d'assurer le confinement et la conduite de l'installation.

Pour le palier 900 une pompe d'injection (pompe U3) sera installée dans le cas d'une situation conduisant à ce que le circuit primaire soit dans l'état dit entrouvert. Des dispositifs provisoires, alimentés par des groupes électrogènes, sont installés dans l'attente du DUS définitif.

Situation accidentelle grave (au delà des capacités des procédures H)

Procédure U3 :procédure consistant à la mise en œuvre de moyens mobiles extérieurs pour suppléer à la défaillance éventuelle à moyen terme de l'ensemble des systèmes d'injection de secours et d'aspersion de l'enceinte.

Des dispositions complémentaires sont aussi prises pour assurer l'injection aux joints des Groupes Moto-Pompes Primaires (GMPP) et garantir la tenue des joints pour limiter le risque de brèche.

v. Perte de la source froide

La perte de la source froide dans le référentiel actuel entraîne une situation moins sévère que la perte des alimentations électriques, mais à la demande de l'ASN, les conditions d'utilisation des moyens d'appoint doivent être vérifiées et rendues plus robustes.

Un moyen d'appoint d'ultime secours est cependant nécessaire pour la piscine de stockage du combustible.

Afin de renforcer la robustesse des installations, EDF doit installer un appoint d'ultime secours aux réservoirs ASG et PTR et aux piscines de stockage du combustible.

En outre le « noyau dur » déjà proposé permettra d'éviter qu'une situation de type H1 n'évolue vers un accident grave dans des conditions plus sévères que le référentiel actuel.

Situation accidentelle

Procédure H 1 : procédure visant à gérer la perte de source froide externe à l'installation par exemple obturation par des débris ou prise en glace du bassin de prise d'eau ou rupture d'un ouvrage hydraulique aval de retenue d'eau.

L'ASN demande d'approfondir l'étude d'une situation H1 durable et du rétablissement des systèmes de refroidissement.

vi. Cumul des pertes de toutes les alimentations électriques et de la source froide

EDF doit approfondir l'étude de cette situation pour compléter le rapport sur les ECS.

vii. Gestion des accidents graves

Le rapport ECS montre que les moyens de crise prévus permettent de gérer une crise en cas d'accident grave sur une tranche. L'ASN demande que la gestion d'une crise sur l'ensemble d'un site soit étudiée pour fin 2012.

Les moyens nécessaires à la gestion de crise seront intégrés au « noyau dur » pour résister aux agressions majorées. Seront aussi intégrés les moyens de communication, les moyens de radioprotection, l'instrumentation technique et environnementale de diagnostic et les locaux de gestion de crise. Les moyens mobiles de sûreté seront protégés des agressions.

La limitation des rejets en cas d'Accident Grave doit être renforcée. Le filtre U5 utilisé lors de la décompression de l'enceinte doit être dimensionné aux nouvelles conditions extrêmes en particulier pour le séisme. EDF proposera des évolutions pour améliorer l'efficacité de la filtration. En cas de rejet, l'habitabilité des salles de commande doit être assurée.

Situation accidentelle grave (au delà des capacités des procédures H)

Procédure U5 : procédure visant à obtenir la possibilité de rejets contrôlés et filtrés au moyen d'un système de filtration spécial.

Afin de faire face aux cas extrêmes, EDF créera une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) capable d'intervenir au bout de 24 heures sur tout site pour :

- assumer les actions d'urgence,
- déployer des moyens lourds,
- assurer la liaison avec la direction de l'entreprise,
- préparer la gestion d'une crise de longue durée.

L'analyse des effets falaise montre qu'en situation de perte totale des alimentations électriques, aucun des actuels moyens d'injection ne permettrait de noyer le corium en cuve ou dans le puits de cuve.

EDF prévoit le recours à une pompe thermique mise en œuvre par la FARN dans l'attente de la solution définitive (pompe U3).

Considérant que la situation de certains sites, dont Fessenheim, est plus délicate, l'ASN demande d'accélérer la réalisation d'études hydrogéologiques et de la faisabilité de dispositifs techniques pour éviter la contamination de la nappe.

3.1.4 Prolongation de la durée de fonctionnement

En 2008, EDF a proposé des évolutions pour prolonger la durée de fonctionnement des tranches jusqu'à 60 ans. Ces propositions doivent être examinées par l'ASN en 2013. Bien que plusieurs d'entre elles fassent l'objet d'une prescription de l'ASN suite à Fukushima, d'autres pourraient être décidées.

3.2 Noyau dur (cf. annexe du § 3.2)

Face à l'ampleur de l'accident de Fukushima dû à des aléas extrêmes (séisme et tsunami), accident ayant conduit à la fusion du cœur et au percement de cuve sur plusieurs tranches d'un même site, l'exploitant a dû improviser. La probabilité, même infiniment réduite, d'un tel événement nécessitait sans doute face aux attentes du public d'imaginer autre chose qu'une laborieuse démonstration probabiliste.

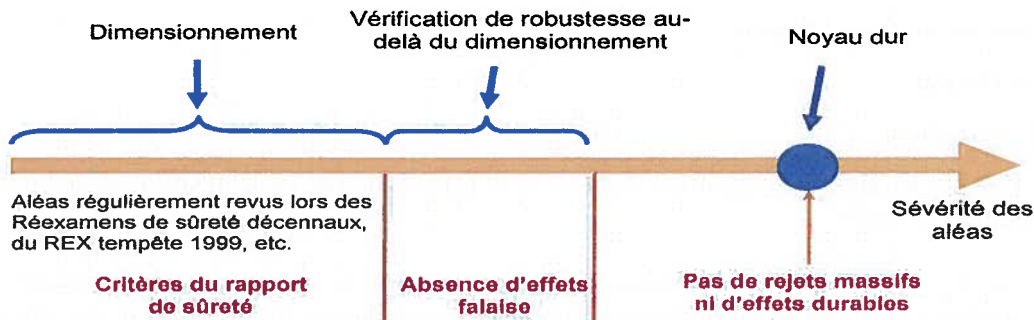
C'est ainsi qu'a été proposé par l'IRSN et prescrit par l'ASN, le concept de noyau dur, parade ultime à l'accident le plus grave. Il complète la démarche de sûreté de conception dont la robustesse a été démontrée dans les ECS.

La réponse d'EDF du 29 Juin 2012 à la demande de l'ASN présente la mise en œuvre dudit noyau dur sur le Parc. Les options prises sont détaillées ci-après :

i. Objectif de sûreté du noyau dur

Le concept de noyau dur vient donc compléter la démarche de sûreté appliquée sur le Parc. Celle-ci est basée sur le dimensionnement à la conception des installations de façon à couvrir des situations accidentelles identifiées. Les marges et les méthodes utilisées permettent d'éviter et de limiter les conséquences radiologiques d'un accident.

Le noyau dur constitue une ligne de défense supplémentaire pour faire face à des situations hypothétiques (perte de la source froide et des alimentations électriques sur tout un site...) consécutives à des aléas climatiques extrêmes. Il est capable d'éviter des rejets radioactifs massifs et des effets durables sur l'environnement.



ii. Moyens associés du noyau dur

Les dispositifs du noyau dur sont robustes et permettent :

- ◆ l'évacuation durable de la puissance résiduelle et la maîtrise de la réactivité,
- ◆ la prévention du découvrément des stockages d'éléments combustibles,
- ◆ la limitation des rejets massifs en cas d'accident avec fusion.

Les dispositions organisationnelles permettent à l'exploitant d'assurer toutes les missions pour gérer la crise. Elles comprennent des moyens humains, des procédures et la logistique nécessaire.

Les Structures Systèmes et Composants (SSC) assurent ces fonctions dans les conditions extrêmes du noyau dur. Ce sont soit des nouveaux SSC dimensionnés aux exigences extrêmes, soit des SSC existants dont la tenue aux conditions extrêmes est démontrée. Leur nombre est nécessairement limité.

iii. Principes fonctionnels du noyau dur

L'évacuation de la puissance résiduelle du cœur et la maîtrise de la réactivité sont assurées par un fonctionnement en « gavé ouvert », c'est-à-dire par une injection d'eau et une dépressurisation par les soupapes du pressuriseur.

La pression est évacuée hors de l'enceinte par un éventage.

Les rejets d'activité dans l'atmosphère sont maîtrisés par une filtration via le filtre U5.

La prévention du percement de la cuve permet de limiter les rejets par la voie eau.

Un appoint dans les piscines de stockage des combustibles évite leur découvrément.

Les dispositions organisationnelles actuelles sont renforcées avec la création d'un centre de crise local et des moyens de communication. Des mesures radiologiques, environnementales et physicochimiques sont effectuées pour évaluer l'impact sur les travailleurs et les populations.

iv. Exigences applicables aux dispositions du noyau dur

Le noyau dur de chaque tranche est conçu sans redondance. La diversification concerne les Diesels d'Ultime Secours (DUS) différents des groupes électrogènes de tranche et les tableaux électriques différents de ceux existants.

Les dispositions doivent rester disponibles et fonctionnelles face à des phénomènes naturels dépassant significativement les cas de dimensionnement.

Les phénomènes concernés sont :

- ◆ le séisme,
- ◆ l'inondation,
- ◆ les conséquences encourues suite à des grands vents, à la foudre, à la grêle ainsi qu'à la tornade.

Les effets induits sont aussi considérés tels que les chutes, les chocs, les incendies, les explosions dus à un séisme, les inondations provoquées en interne ou par des pluies intenses.

Les effets induits d'origine externe au site, liés à l'environnement industriel, aux voies de communication ainsi que les ruptures de digue et de barrages sont pris en compte.

Pour le site de Fessenheim, les niveaux des exigences retenus par EDF sont :

- ◆ un niveau de séisme de 0,3 g,
- ◆ un niveau d'inondation de 3 mètres,
- ◆ une vitesse de vent pour la tornade de 234 km/h.

Les niveaux d'exigences pour l'inondation seront confirmés par les études à réaliser.

3.3 Tenue au Séisme

Le sujet est vaste et sensible.

Sensible, car Fessenheim étant le premier réacteur du parc, les règles de dimensionnement des structures au séisme ont notablement évolué durant la mise en œuvre du programme nucléaire français. Ceci concerne à la fois les méthodes de calcul et la réglementation. De plus, le site est situé à moins de 50 km de la ville de Bâle qui a été le siège d'un séisme particulièrement destructeur en 1356.

Vaste, car il couvre un grand nombre de thèmes d'études propres au Génie Parasismique :

- études sismotectoniques,
- définition de l'aléa sismique,
- dimensionnement des structures de génie civil,
- qualification des matériels mécaniques et électriques,
- marges de dimensionnement disponibles.

La définition de l'aléa sismique a fait depuis longtemps l'objet de discussions au gré des réévaluations de sûreté successives. Rappelons que, concernant les sites de Fessenheim et Bugey, l'exigence était exprimée en termes d'intensité. Pour Fessenheim, l'intensité IX était la norme, elle a été traduite par un spectre dit « spectre EDF » calé à une accélération du sol de 0,2 g. Ce sont donc ces données qui ont été utilisées.

Il convient de se rappeler que Fessenheim est la seule centrale nucléaire, sur le territoire français, qui ait subi et enregistré un séisme de faible intensité (séisme de Sierentz, 15 juillet 1980, ayant conduit à une accélération de 0,017 g). Ce séisme de faible intensité a toutefois permis de valider les modèles utilisés lors de la conception.

A l'occasion de l'établissement de la Règle Fondamentale de Sûreté 2001-01, une méthodologie commune à l'ASN et à EDF a été élaborée et l'aléa sismique a été réévalué sur tous les sites nucléaires y compris celui de Fessenheim. Sur la base de l'extrapolation du séisme de Bâle en 1356, un SMHV (Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable) puis un SMS (Séisme Majoré de Sécurité) a été estimé qui donne un spectre de sol calé à une accélération du sol de 0,13 g donc largement enveloppé par le spectre initial EDF pris en conception et calé à 0,2 g.

Définition concernant le séisme

SMHV signifie Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable. C'est le séisme le plus fort qui ait affecté la région sur une période de 1000 ans ; il est déterminé à partir d'études de type bibliographique. On recherche dans les écrits des preuves d'occurrence de séisme que l'on quantifie ensuite en leur affectant un degré d'intensité type Mercalli dans la région considérée.

SMS signifie Séisme Majoré de Sécurité ; compte tenu des incertitudes inhérentes à la détermination du SMHV, les sismologues prennent une marge de sécurité en augmentant la magnitude de 0,5 qui correspond à un doublement de l'accélération au niveau du sol, ce qui fait une marge de 100%.

Spectre de réponse sismique : c'est un outil qui permet de caractériser un séisme par ses effets sur une structure simple. Un séisme d'intensité donnée provoquera des forces plus ou moins grandes dans une structure, suivant sa forme, son poids, la nature des matériaux constitutifs, etc... On le représente en général par une courbe donnant la variation de l'accélération en fonction de la fréquence sur une gamme étendue sensée couvrir tous les types de structures possibles.

SDD signifie Séisme De Dimensionnement : c'est la notion utilisée par les ingénieurs de structure, elle est rattachée à un spectre de réponse enveloppe du spectre SMS qui présente un grand nombre d'irrégularités qui compliqueraient les calculs.

Dimensionnement d'une structure : l'ingénieur calcule les dimensions géométriques des éléments de structure telles que l'épaisseur des murs et des planchers, la quantité d'armatures métalliques à mettre dans le béton de façon à construire une structure robuste. Le séisme ne constitue qu'un fragment des forces totales à prendre en compte, certains impératifs comme la protection biologique en lien avec des considérations réglementaires pouvant être les plus contraignants.

3.3.1 Avant Fukushima

L'objectif des études menées était d'analyser l'impact de la réévaluation du séisme majoré de sécurité en application de la règle fondamentale de sûreté publiée en 2001. Elles visaient en particulier à justifier l'absence d'agression des ouvrages importants pour la sûreté par des équipements présents en salle des machines. Par ailleurs, EDF a vérifié la tenue de la digue du Grand Canal d'Alsace soumise au séisme majoré de sécurité.

Au cours de la troisième visite décennale des deux réacteurs de Fessenheim, des modifications ont été mises en œuvre. Elles ont consisté à renforcer certains supports de tuyauteries et de réseaux de ventilation et, pour le Génie Civil, à consolider le bâtiment électrique (principalement), les bâtiments périphériques, le bâtiment combustible et la salle des machines.

Cependant, 93% des joints entre l'îlot nucléaire et la salle des machines ont été retirés lors de ces visites. La suppression de ces joints permet de garantir, qu'en cas de séisme, il n'existe pas d'interactions nuisibles au comportement des ouvrages.

L'ASN considère que la méthodologie d'évaluation du comportement sismique des bâtiments et leur stabilité après réalisation des renforcements et des modifications prévues sont satisfaisantes pour l'ensemble des réacteurs du palier 900 MW.

3.3.2 Après Fukushima

Suite à l'accident de Fukushima, des Etudes Complémentaires de Sûreté ont été demandées par l'ASN afin d'évaluer la robustesse sismique des tranches en situation H3.

Les inspections sur site ont été réalisées suivant la démarche SMA (Seismic Margin Assessment : évaluation des marges sismiques) développée par l'EPRI (Electric Power Research Institute : USA). Cette démarche s'appuie sur le retour d'expérience américain permettant d'évaluer la robustesse des matériels (conception, ancrages, interactions).

La notion de robustesse signifie « la capacité pour une structure à résister à des sollicitations au-delà du dimensionnement ». Cette valeur a été fixée à 1,5 SMS (Séisme Majoré de Sécurité). La pratique internationale retient 2 valeurs repères pour exploiter le Retour d'Expérience (REX) : 0,3 g et 0,5 g. Lorsque le SMS est inférieur ou égal à 0,2 g, on peut s'appuyer sur le REX à 0,3 g, c'est le cas à Fessenheim. Cette pratique figure dans le Safety Report 28 de l'AIEA (Seismic Evaluation of existing NPPs) publié en 2003. Ce principe a d'ailleurs été introduit dans les règles de conception des futurs réacteurs européens puisqu'il est demandé une étude de type SMA au moment de la conception. C'est donc une étude de ce type qui a été conduite sur Fessenheim dans le cadre des ECS.

Cette étude comporte une étape fondamentale qui consiste à inspecter un certain nombre de bâtiments et équipements. Les inspections sur site sont réalisées dans le cadre d'une démarche d'évaluation de la robustesse sismique des tranches en situation H3. C'est en cela qu'elle se distingue de la démarche SMA développée par l'EPRI qui cible le maintien des fonctions de sûreté en cas de séisme seulement. Les inspections sont ciblées sur une liste de matériels devant assurer des fonctions clés comme :

- le refroidissement par les turbo-pompes des systèmes ASG et par le GCT appelé VCD à Fessenheim,
- les production et alimentation électrique secourue par le turbo-alternateur du système d'alimentation électrique d'ultime secours LLS,
- l'injection aux joints des groupes moto-pompes primaires par la pompe de test.

L'analyse des inspections et le résultat des études ont conclu à la robustesse des installations en situation H3 moyennant des modifications limitées.

Par ailleurs des études structurelles sont en cours et destinées à examiner de façon réaliste le comportement du bâtiment électrique aux conditions de dimensionnement sismique de la centrale. Ces études sont de différentes natures, il s'agit de :

- tenir compte des comportements non-linéaires, en particulier en ce qui concerne l'interaction sol-structure,
- apprécier d'éventuelles interactions du bâtiment électrique avec les bâtiments voisins,
- calculer des sollicitations sismiques pour des équipements listés dans le noyau dur,
- étudier des dispositifs d'atténuation des effets tant au niveau des équipements (isolateurs sismiques) que des structures (vérins amortisseurs).

Evolutions possibles (cf. annexe du §3.3.2)

La révision de la Règle Fondamentale de Sûreté Séisme est prévisible compte tenu des séismes majeurs survenus au Japon et de l'importance maintenant accordée à la reconnaissance des failles dans la pratique internationale.

Dans le contexte de la mise en œuvre des Eurocodes, un nouveau zonage sismique du territoire national a été officialisé (décret du 22 octobre 2010). Sur cette base, les valeurs d'aléa applicables au bâti courant ont été publiées par arrêté du 22 Octobre 2010 et celles applicables aux ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement) par arrêté du 24 Janvier 2011. La zone d'implantation de Fessenheim est classée « modérée » et donc caractérisée par une accélération au sol dite de référence (sol rocheux) de 0,21 g pour les ICPE existantes. Cette valeur est à multiplier par un coefficient de 1,35 correspondant à la classe de sol pour ce site. Ceci conduirait à retenir 0,28 g pour les ICPE existantes. Néanmoins, le niveau de robustesse a été maintenu à 0,3 g pour Fessenheim.

En accompagnement de la réglementation ICPE et en complément des niveaux d'aléa, un guide de vérification des installations existantes élaboré par l'AFPS (Association Française de Génie Parasismique) sera bientôt publié par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.

3.4 Etudes liées à la digue du Grand Canal d'Alsace

Dans le cadre de la VD2 de Fessenheim et du retour d'expérience de l'inondation survenue à la Centrale du Blayais (1999), le Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF (CIH) est depuis 13 ans en charge de l'analyse du comportement des digues du Grand Canal d'Alsace (GCA) au niveau du bief 012 de Fessenheim. Ces analyses très complètes ont permis de mieux appréhender la marge de sécurité intrinsèque de ces ouvrages vis-à-vis des conditions d'exploitation courantes et surtout vis-à-vis de sollicitations extrêmes comme le séisme. En se basant sur des modélisations numériques avancées permettant de traduire le comportement complexe des géomatériaux composant l'ouvrage et sa fondation sous des chargements cycliques, il est possible de démontrer que les ouvrages d'endiguement du GCA au droit de Fessenheim présentent une marge de sécurité satisfaisante sous l'effet du séisme de dimensionnement (SDD) de la Centrale. Le retour d'expérience sur le comportement des digues lors de séismes forts survenus à l'étranger, et en particulier au Japon conforte cette analyse qui est partagée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

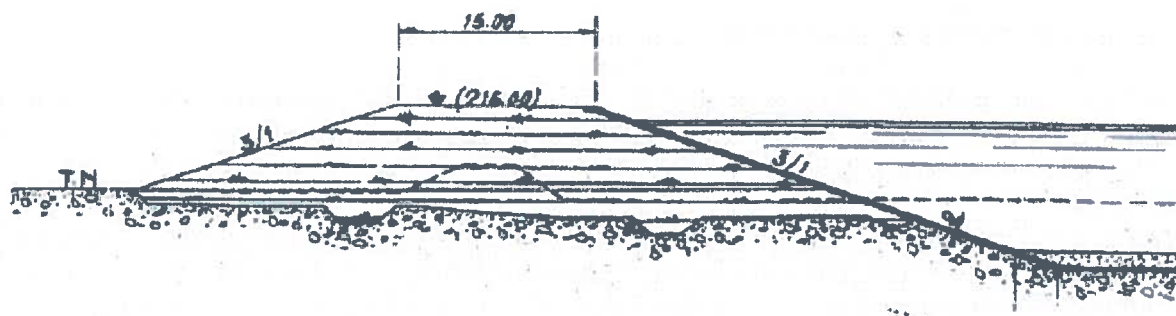
Pour les digues compactées présentant un grand linéaire, si le risque de liquéfaction peut être écarté dans le remblai, il doit être analysé avec attention dans la fondation. Le retour d'expérience, issu en particulier du séisme de Kobe (1995), montre que ce phénomène se produit et devient pathologique pour des ouvrages construits sur des fondations sableuses

récemment déposées, présentant des densités très faibles, et se situant sous la nappe phréatique.

Liquéfaction

La liquéfaction est un phénomène qui affecte, en cas de fort tremblement de terre, les sols sableux lâches saturés en eau. La secousse sismique provoque une augmentation de la pression interstitielle de l'eau qui finit par annuler la contrainte verticale due au poids du sol, qui le transforme en sable « mouvant » ou « liquéfié ». On a, au Japon, des exemples de bâtiments qui s'enfoncent de plusieurs mètres dans le sol.

Qu'en est-il des digues de Fessenheim ?



Elles sont construites en matériau sablo-graveleux compacté, avec une nappe située en moyenne à une profondeur de 7 mètres sous le terrain naturel, donc parfaitement sèches comme le montre le système d'auscultation disponible, et ne présentent pas les critères faisant craindre le développement d'une liquéfaction et une rupture de l'ouvrage durant un séisme. Les seules conséquences plausibles d'un séisme seraient l'apparition de déplacements permanents (de quelques millimètres à quelques centimètres) et donc de déformations qui pourraient engendrer une dégradation localisée de l'étanchéité amont.

Comme ceci a été établi précédemment, la digue ne se rompra pas en cas de séisme fort, mais son étanchéité amont composée de dalles jointoyées pourra localement se dégrader, saturant progressivement la fondation et une partie de la digue, avec des résurgences possibles à l'aval de celle-ci. Des modélisations numériques, prenant explicitement en compte la présence de ces dalles et la dégradation des joints en cours de séisme, ont montré qu'un débit de l'ordre de $7,1 \text{ m}^3/\text{s}$ pouvait percoler à l'aval de la digue et s'écouler vers le site de la centrale.

In fine, un débit de $21 \text{ m}^3/\text{s}$ a été retenu, correspondant à un effacement total du masque amont, pour dimensionner une digue de protection construite à l'amont du site.

Compte tenu de la conception de la digue (matériau sablo-graveleux, présence de dalles sur le parement amont, géométrie de la section transversale, absence d'ouvrages traversant...), le risque d'érosion interne sous l'effet des percolations induites par le séisme peut être écarté.

Une érosion de contact était susceptible de se développer au droit du site de par l'existence de tuyaux « Bonna » traversant la digue. Des travaux d'injection au voisinage de ces tuyaux ont été réalisés pour écarter ce risque identifié.

Erosion interne

Le phénomène d'érosion interne dans les digues et certains barrages, peut être provoqué par une circulation d'eau dans le corps de l'ouvrage qui conduit à un entraînement des matériaux les plus fins jusqu'à créer de véritables conduits si certaines conditions sont remplies, la digue ne peut évidemment plus remplir sa fonction.

Le retour d'expérience sur des ouvrages d'endiguement similaires ou sur des barrages lors de l'occurrence de séismes forts, les modélisations numériques associées à des reconnaissances géotechniques, les travaux de confortements locaux réalisés, et enfin les ouvrages de protection construits en amont du site, sont autant de facteurs qui permettent d'affirmer que les ouvrages d'endiguement présentent une marge de sécurité acceptable en cas de sollicitation sismique forte, écartant le risque de rupture de la digue et d'inondation du site de Fessenheim.

3.5 Impact sur les installations (cf. annexe du §3.5)

3.5.1 Renforcement du radier de Fessenheim

L'épaisseur du radier (dalle de fondation en béton armé) du bâtiment réacteur de Fessenheim est plus faible (1 mètre) que celle des autres réacteurs du parc.

La justification de cette épaisseur est que, dans les années 70, cette dernière n'était liée qu'à des impératifs de tenue mécanique fonction des caractéristiques propres du site, or le sous-sol de Fessenheim étant particulièrement bon, le radier n'avait pas besoin d'être épais a contrario de celui des autres centrales qui était soumis à un dimensionnement palier intégrant dans ses hypothèses des fondations sur sols mous.

Ce sujet a été abordé à l'occasion du troisième réexamen de sûreté dans le cadre de la prévention et de la mitigation des accidents graves. Ainsi, en décembre 2009, l'ASN a demandé à EDF d'étudier le renforcement du radier de la centrale de Fessenheim. Après analyse des réponses de l'exploitant, l'ASN a considéré qu'EDF devra renforcer avant le 30 juin 2013 le radier du bâtiment du réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim afin d'augmenter très fortement sa résistance au corium en cas d'accident grave avec risque de percement de la cuve (rappel : le corium est l'amas de combustibles et d'éléments de structure du cœur d'un réacteur nucléaire fondus et mélangés).

EDF a donc remis à l'ASN le 25 Mai 2012, un dossier de renforcement du radier à réaliser lors de la Visite Périodique 2013 dont voici les principaux éléments.

Le principe de base est que le ralentissement du processus de percement du radier (perte de confinement) en cas d'interaction corium-béton ne peut se faire que par un épaississement de ce dernier, en même temps qu'une relocalisation du corium en dehors du puits de cuve, dans une zone d'étalement dédiée et spécifiquement renforcée.

En ce qui concerne le renforcement du radier, les 2 solutions privilégiées étaient :

- par une dalle en matériau réfractaire (béton alumineux) avec ou sans muret sur le pourtour du puits de cuve.
- par une dalle réalisée dans un béton « identique » à celui du puits de cuve.

Les deux solutions sont équivalentes du point de vue temps de percement mais la solution béton réfractaire a été écartée compte tenu que d'une part les logiciels de simulation numérique n'étaient pas validés pour ce type de béton, et que d'autre part il y avait un risque de contournement de cette dalle de béton par le corium.

La solution proposée consiste donc à couler du béton auto-plaçant sur 50 cm de hauteur, la hauteur étant limitée par la présence des tubes d'instrumentation du cœur (système RIC)

En ce qui concerne l'étalement du corium, il convient de trouver une surface la plus grande possible pour diminuer le flux thermique sur le béton.

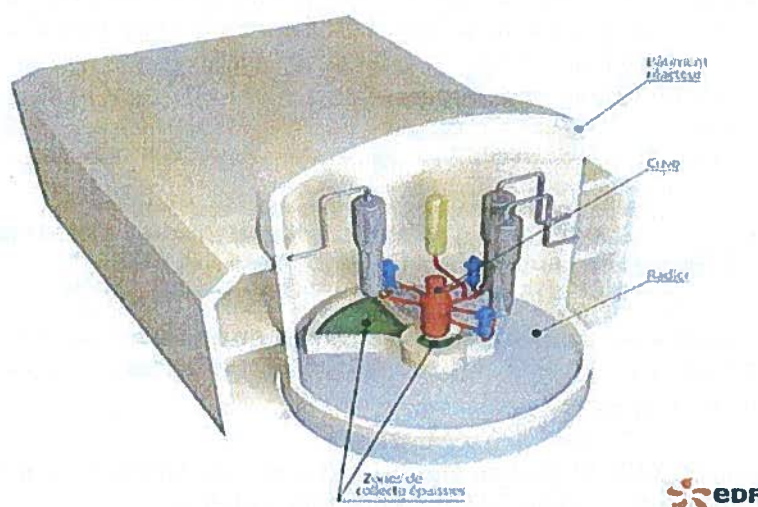
Les résultats des simulations montrent qu'une sur-épaisseur de 40 à 50 cm couplée à une surface de 80 à 100 m² porte le délai de percement à 3 jours, similaire à celui exigé a minima des autres tranches du palier.

Le local ventilation sous la trémie de manutention, adjacent au puits de cuve a été retenu pour la relocalisation d'une partie du corium. Au total, l'aire d'étalement représente une surface de 90 m² renforcée par une surépaisseur de 50 cm de béton. Cette zone est délimitée par un muret périphérique qui a pour rôle :

- de rehausser les limites de zone afin de confiner le corium,
- de renforcer certains voiles latéraux.

Les 2 zones sont reliées par un transfert composé :

- d'un canal à travers le voile du puits de cuve de 350 mm de diamètre réalisé par carottage,
- d'un divergent en matériau réfractaire à la sortie du canal acheminant le corium vers l'aire d'étalement.



Vue 3D schématique de la solution

EDF a complété le dossier par des résultats d'essais sur l'interaction corium-eau effectués aux USA.

L'Autorité de Sûreté Nucléaire doit donner son avis d'ici la fin de l'année 2012 pour une réalisation avant le 30 Juin 2013.

3.5.2 Ensemble d'Ultime Secours

Afin de remplir ces missions, le noyau dur comporte :

- une pompe U3 en parallèle des pompes d'injection de sécurité (système RIS) pour l'appoint au Circuit Primaire Principal,

- des tuyauteries et robinets nécessaires pour alimenter la bache de traitement et de refroidissement d'eau des piscines (système PTR) à partir de l'appoint ultime,
- une dépressurisation assurée par les soupapes SEBIM du pressuriseur qui devront être adaptées,
- un contrôle-commande, une instrumentation et les moyens de commande des fonctions du noyau dur,
- des batteries et une distribution électrique dédiées aux matériels du noyau dur,
- un Diesel d'Ultime Secours (DUS) et ses auxiliaires, avec un démarrage automatique et un restage manuel. La réserve de fuel est de 72 heures, au-delà, l'approvisionnement est assuré par la FARN. Le DUS est installé dans un nouveau bâtiment.

3.5.3 Alimentation ultime en eau de Fessenheim

L'alimentation ultime doit permettre d'alimenter la bache de traitement et de refroidissement d'eau des piscines (système PTR) pour injecter l'eau au Circuit Primaire Principal (CPP), ou dans le réservoir de secours des GV (système ASG) ainsi que dans la piscine de stockage des éléments combustible. Un poste de vannage distribue les alimentations aux différents utilisateurs.

La solution retenue pour chaque tranche prévoit un pompage dans la nappe phréatique de 50 m³/h et cela sur une durée de 30 jours. L'installation sera progressive, avec l'alimentation d'abord du PTR et de l'ASG dès 2012, puis de la piscine du bâtiment combustible (BK) fin 2014. Dans un premier temps, le raccordement s'effectue par la mise en place des piquages sur les réservoirs, l'alimentation électrique de secours étant assurée par un groupe électrogène mobile. L'installation définitive sera terminée en 2015 avec l'intégration des exigences extrêmes du noyau dur.

3.5.4 Protections contre les inondations de Fessenheim

3.5.4.1 PROTECTION DU SITE CONTRE LES INONDATIONS D'ORIGINE EXTERNE

Le rapport de sûreté de l'installation analyse notamment la tenue au séisme des dispositifs permettant de faire face aux risques d'inondation. Cette analyse a montré que ces dispositifs sont «qualifiés au séisme», c'est-à-dire qu'ils sont dimensionnés pour rester disponibles après un séisme de référence. En outre, le rapport de sûreté inclut le scénario d'une inondation superposée à celle consécutive à un séisme, en envisageant qu'un séisme pourrait provoquer des fuites dans la digue du grand canal d'Alsace.

Les principaux risques pris en compte dans le rapport de sûreté sont les suivants :

- risque de saturation du barrage de Kembs et conséquences sur la plaine d'Alsace en amont de la centrale nucléaire,
- risque de débordement du grand canal d'Alsace au droit de la centrale nucléaire,
- vulnérabilité de la station de pompage vis-à-vis de l'inondation externe,
- intumescence provoquée par le déclenchement complet de l'usine hydroélectrique de Fessenheim,
- remontée de nappe phréatique,
- fuites du grand canal d'Alsace suite à un séisme majeur (des dispositions de protection de la centrale nucléaire ont été prises par EDF et un plan de surveillance du bief a été mis en place),

- influence du vent à la surface du grand canal d'Alsace,
- pluies de forte intensité et pluies régulières continues,
- cumul d'une crue exceptionnelle et de pluies régulières continues décennales.

L'ASN considère que les études et dispositions prises par EDF, afin de respecter les objectifs fixés dans le cadre du retour d'expérience de l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais, concernant la centrale nucléaire de Fessenheim, sont satisfaisantes.

3.5.4.2 PROTECTION CONTRE LES INONDATIONS D'ORIGINE INTERNE

L'objectif des études menées était d'évaluer les conséquences de la rupture simultanée de l'ensemble des réservoirs non classés au séisme situés dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires, cette situation n'ayant pas été prise en compte à la conception des installations. Il s'agissait notamment de vérifier que la disponibilité de matériels et équipements importants pour la sûreté n'était pas remise en cause.

L'ASN considère que les objectifs associés aux inondations d'origine interne dans le cadre du réexamen de sûreté sont atteints de manière satisfaisante pour l'ensemble des réacteurs du palier 900 incluant la centrale nucléaire de Fessenheim.

3.5.5 Filtre à sable des rejets accidentels (filtre U5)

Lors d'un accident grave avec fusion du cœur, il est prévu de faire chuter la pression dans le bâtiment réacteur en faisant sortir les gaz à travers un filtre constitué de lits de sable, sable destiné à piéger entre autres, une partie des iodes.

L'ensemble du système de dépressurisation doit être modifié pour le rendre conforme aux nouvelles exigences de tenue aux conditions extrêmes en particulier le séisme et la manœuvrabilité. Les capacités de filtration du dispositif U5 devront être aussi améliorées.

3.5.6 Parade Voie Eau de Fessenheim

A seulement quelques mètres sous le sol de la centrale, on trouve la nappe phréatique d'Alsace qui s'étend sur 2800 km², ce qui en fait la plus grande réserve d'eau souterraine d'Europe.

L'ASN a demandé à EDF d'étudier avant le 31 décembre 2012 la faisabilité d'un dispositif, barrière hydraulique ou équivalent, visant à s'opposer au transfert de contamination radioactive vers les eaux souterraines en cas d'accident grave avec percement de la cuve par le corium.

De son côté EDF a entrepris une étude d'opportunité. En effet un tel dispositif ne garantit pas la préservation de la nappe. En outre la mise en œuvre d'une solution, type enceinte géotechnique, est à la fois extrêmement difficile à concevoir et à réaliser, car l'horizon imperméable se trouve à 150 m de profondeur. En supposant qu'elle soit nécessaire, le coût en serait exorbitant.

Par ailleurs l'ASN a aussi demandé à EDF de mettre en place avant le 31 décembre 2012 un dispositif ou équivalent, visant à contenir dans les limites du site les effets d'une pollution chimique accidentelle de cette nappe.

3.5.7 Gestion de crise

Dans le cas d'un accident affectant une installation nucléaire, en prenant comme hypothèse une situation « H1+H3 » sur l'ensemble du site, l'exploitant et le Préfet du département prennent des décisions afin de limiter au maximum les conséquences sur les personnes. Cette mise en place est associée au grèvement d'un local technique de crise.

3.5.7.1 AU NIVEAU LOCAL

Le Directeur du site, responsable de son installation, prend les mesures qui s'imposent, en application de son Plan d'Urgence Interne (PUI), pour protéger son personnel, ramener l'installation dans un état de sûreté satisfaisant, limiter les conséquences de l'accident et informer les pouvoirs publics et les médias. Le Préfet, qui est responsable de la protection des populations, met en œuvre son Plan Particulier d'Intervention (PPI), en mobilisant des moyens de secours locaux.

3.5.7.2 AU NIVEAU NATIONAL

L'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) pour les activités et installations du domaine civil est chargée de conseiller le Préfet. L'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) apporte son expertise technique en matière d'actions à engager pour protéger les travailleurs et la population, ainsi qu'en matière de traitement des conséquences radiologiques et sanitaires.

3.5.8 Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN)

La création de la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) est une des solutions apportées par EDF pour répondre aux accidents majeurs qui dépassent les événements pris en compte pour le dimensionnement des installations, le concept ayant comme objectif de réalimenter en eau, air et électricité, avec des matériels mobiles, l'ensemble d'un site. L'accident survenu à Fukushima a montré qu'il est possible que plusieurs tranches (quatre) soient touchées de façon concomitante.

La FARN est donc dimensionnée pour pouvoir intervenir simultanément sur tous les réacteurs d'un même site.

Sa création s'inscrit dans le cadre du retour d'expérience, en considérant «qu'un accident hors dimensionnement et inacceptable » a lieu. Elle a débuté en octobre avec un déploiement d'une *"tête de série"* à la centrale de Civaux, trois autres bases régionales seront installées à Dampierre, Paluel et Bugey. La mise en œuvre opérationnelle interviendra au 15 Octobre 2012 pour être finalisée fin 2014.

3.5.8.1 DES MOYENS DEDIES

S'agissant des moyens techniques, elle disposera des matériels indispensables au rétablissement des alimentations en eau, en électricité et en air comprimé afin de "suppléer ou compléter les moyens locaux". Sa mise en œuvre qui s'avère complexe, notamment parce qu'elle impose des modifications sur les 19 sites regroupant les 58 réacteurs pour rendre compatibles les points de connexion de chacune des tranches avec le matériel de la FARN.

En matière de déploiement, elle sera en capacité d'intervenir sur un site en 24 heures, en deux vagues. Douze heures après l'accident, elle devra être en mesure de réaliser une première reconnaissance et de déployer ses moyens techniques. Les douze heures suivantes sont marquées par la relève de la première équipe et par la finalisation de l'installation de la Force sur le site. Concrètement, elle disposera d'un état-major basé à Paris et de quatre bases en région où seront disposés les matériels techniques.

Au total, ce sont environ deux cents personnes qui devraient participer à cette force opérationnelle. Pour chaque base, il est envisagé une organisation en 5 équipes d'astreinte. Chaque équipe de quart sera composée d'une dizaine de personnes et les quarts seront organisés pour que deux équipes puissent agir en relais.

3.5.8.2 REPARTITION DES ROLES

La FARN s'inscrit dans le cadre de la répartition des responsabilités entre EDF et l'Etat. Cette répartition doit permettre de coordonner les moyens selon les échelles locales et nationales et selon la responsabilité de l'opérateur et de l'Etat.

Côté d'EDF, le Plan d'Urgence Interne (PUI) est placé sous la responsabilité du Directeur de la centrale concernée avec l'appui de l'Organisation nationale de crise. Ce Plan a pour objet de coordonner les actions afin de déployer les moyens techniques et humains nécessaires au rétablissement de la sûreté et à la limitation des conséquences pour toutes les personnes présentes sur site, pour la population et pour l'environnement. Quant à l'Etat, il déploie un Plan Particulier d'Intervention (PPI) piloté par le Préfet. Ce dernier est épaulé par l'Autorité de Sûreté Nucléaire et la Direction de la sécurité civile.

Quatre acteurs principaux doivent donc agir de concert : les ministères concernés, le Préfet, la direction nationale d'EDF et le directeur du site. Pour cela, des visioconférences sont prévues toutes les heures et demie afin de coordonner les actions et « *ratrapper une faiblesse ou une décision ne faisant pas consensus entre les quatre niveaux* », l'objectif de ce dialogue étant d'aboutir à des « *points de vue convergents* ».

3.5.8.3 COMMUNICATION COHERENTE

La communication destinée au public doit éviter d'alimenter les "soupçons". Cette communication devrait traduire le consensus entre les différents intervenants et cela aussi bien sur ce qui conforte leurs analyses réciproques que sur les « éléments de divergence ».

3.5.9 Piscine du Bâtiment Combustible (BK)

L'objectif est de maintenir l'inventaire en eau (le niveau d'eau) à partir de l'appoint ultime pour éviter le découlement des éléments combustible et les ruptures de gaines. Il sera nécessaire de renforcer l'instrumentation et de centraliser des moyens de commande.

L'évacuation éventuelle de la vapeur se fera par une ouverture manuelle.

Le tube de transfert pour l'évacuation du combustible du bâtiment réacteur au bâtiment combustible sera renforcé par une enveloppe métallique pour confiner des fuites du tube.

3.5.10 Autres modifications

- **Bâche du système de refroidissement de l'eau des piscines (PTR)**

Les travaux d'extension de la 3^{ème} barrière de confinement au réservoir PTR pour limiter les rejets en phase de recirculation lors d'un accident conduisent à réaliser la couverture de la rétention du réservoir ainsi que son confinement dynamique à partir du Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires.

- **Injection aux joints des groupes moto-pompes primaires (GMPP)**

Afin de limiter les risques aux joints des pompes primaires en cas de perte totale des alimentations électriques, EDF s'est engagé à renforcer les débits d'injection aux deux tranches en parallèle en ajoutant une pompe à la pompe d'injection et à étudier l'installation de dispositifs limiteurs.

3.6 Moyens et compétences

Afin de traiter des conséquences des ECS, sur les compétences et les moyens, IED a rencontré les Directions de la Production Nucléaire et de l'ingénierie d'EDF et propose les réflexions suivantes pour l'ensemble du Parc. Cette question n'est pas spécifique aux tranches de Fessenheim.

Les impositions post-Fukushima nécessitent d'élargir les missions des exploitants tant au niveau local qu'au niveau national, avec la gestion de situations accidentelles sur toutes les tranches d'un site dans des conditions extrêmes.

Les nouvelles installations du Noyau Dur, d'Ultime Secours et du Centre de Crise Local requièrent de créer des équipes sur chaque site. Au niveau national, la FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire), nouvel outil dans l'organisation de gestion de crise, doit être entièrement créée.

Les compétences ne sont pas nouvelles, elles existent dans les métiers actuels. Mais il faudra augmenter les effectifs et prévoir les formations nécessaires. Le nouveau référentiel de sûreté (séisme, inondation et accident grave) modifie le cadre de l'exploitation, tant pour la conduite que pour la maintenance. La documentation devra également être modifiée et enrichie.

Les besoins nouveaux pourraient être, selon la Direction de la Production Nucléaire, de plus d'un millier d'emplois, nombre sur lequel IED n'a pas d'appréciation car ne connaissant pas les modalités et les conditions du déploiement.

Les travaux post-Fukushima viennent s'ajouter aux Visites Décennales et aux rénovations de gros composants. Les délais de réalisation sont très courts. Cette situation sollicite les capacités industrielles des entreprises, ce qui peut constituer une difficulté importante.

En outre, elle nécessite de renforcer les moyens d'ingénierie dans les centres et de regrouper sur site les équipes communes chargées de la surveillance. Pour faire face au volume de travaux et limiter la centralisation des études, la compétence des équipes de site pourrait être élargie à la réalisation d'études d'adaptation. Cette délégation de missions doit être encadrée et accompagnée d'une formation au référentiel de conception pour éviter de rompre le bénéfice de l'effet palier.

3.7 La sous-traitance

Cette question n'est pas spécifique aux tranches de Fessenheim.

Dans les travaux qui ont suivi l'accident de Fukushima, la sous-traitance est considérée comme un sujet à part entière, au même niveau que les points techniques.

L'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques (OPCEST) a abordé cette question dans son rapport d'étape sur la sécurité nucléaire du 30 juin 2011 et appelé à gérer de façon plus sûre les conditions de la sous-traitance en limitant son utilisation pour des raisons mercantiles.

De même dans son avis du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de la sûreté, des installations nucléaires, l'ASN attire l'attention sur « l'organisation du recours à la sous-traitance, qui est un sujet majeur et difficile. En particulier, la surveillance des sous-traitants intervenant dans les installations nucléaires doit être renforcée et ne doit pas être déléguée par l'exploitant quand il s'agit de contrôler les interventions importantes pour la sûreté ».

Dans son rapport sur les ECS, EDF a proposé de limiter le nombre de niveaux de sous-traitance à 3.

L'ASN a ensuite émis des prescriptions qui vont au delà de cette disposition trop limitée et qui traitent des points sensibles et des incohérences:

- ◆ les raisons de la sous-traitance et son importance,
- ◆ les modalités de la surveillance exercée par EDF, les empilements de surveillance et les compétences requises,

- ◆ la sélection des sous-traitants avec les critères de mieux-disance, les cahiers des charges et la formation des intervenants,
- ◆ les conditions de réalisation des interventions.

Les réponses d'EDF sont demandées pour fin 2012.

En parallèle, suite aux travaux du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire, un cahier des charges social applicable aux prestations et travaux dans les INB a été publié le 12 juillet 2012 à l'état provisoire.

Le comité est composé des principaux exploitants civils, des organisations syndicales, des organisations professionnelles, des entreprises prestataires, des représentants de Ministères, et des représentants de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) en qualité d'observateurs.

Une fois applicable, le cahier des charges est commun aux exploitants et sera intégré dans leurs appels d'offres et contrats.

Le préambule repositionne clairement le rôle et l'importance de la sous-traitance :

« Le recours à la sous-traitance dans la filière nucléaire est un acte légitime qui relève de la politique industrielle des exploitants. En pratique, l'appel à des compétences et des savoir-faire spécialisés, complémentaires à ceux des Exploitants, est essentiel à l'exploitation, à la maintenance, aux modifications et aux opérations de démantèlement en qualité, sûreté et performance des installations.

La sous-traitance est aussi un vecteur de développement d'un tissu industriel et de l'emploi dans les bassins d'implantation des Exploitants.

Tout en étant légitime, le recours à la sous-traitance dans la filière nucléaire doit être dûment encadré et contrôlé et ce, dans un objectif de sûreté nucléaire et de prévention des risques. »

Ces règles transparentes et communes à l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire ont été élaborées pour :

- ◆ Garantir le savoir-faire, les compétences et l'expérience des intervenants sur site ;
- ◆ Garantir la formation, la qualification et l'aptitude des intervenants sur site ;
- ◆ Prendre comme critères incontournables la sûreté nucléaire, la radioprotection, la prévention des risques professionnels et la qualité de vie au travail.

Les Exploitants et les Entreprises Prestataires devront s'engager à mettre en œuvre les mesures qui couvrent les domaines suivants :

- ◆ La transparence de l'appel aux Entreprises Prestataires avec un processus de qualification ;
- ◆ Le développement des compétences et du professionnalisme des intervenants ;
- ◆ Le recours à l'intérim ;
- ◆ La politique et le processus Achats avec la sélection quasi obligatoire suivant le critère du mieux-disant ;
- ◆ Le management de la radioprotection en précisant les exigences vis-à-vis des exploitants et des entreprises ;
- ◆ La prévention des risques professionnels ;

- ◆ Le suivi médical des intervenants exposés aux rayonnements ionisants avec l'obligation de suivi renforcé par le service de l'exploitant à défaut de service de santé habilité ;
- ◆ Les conditions de travail et les conditions de séjour autour des sites nucléaires avec l'amélioration par l'exploitant des lieux d'accueil, d'hébergement et de travail et par l'entreprise, des conditions de déplacement ;
- ◆ L'accueil des salariés étrangers en matière de radioprotection, de sécurité et de suivi médical dans des conditions identiques aux salariés français ;
- ◆ Les dispositions concertées pour favoriser le maintien de l'emploi ;
- ◆ Le respect des droits fondamentaux et de la promotion de la diversité.

Pour IED, ce cahier des charges couvre tous les domaines qui concernent la sous-traitance en intégrant l'ensemble de l'environnement social de ces entreprises, notamment les conditions de travail, l'expérience et la formation des salariés, ainsi que les moyens mis en œuvre dans le domaine de la sécurité et de la radioprotection.

Le rôle de Maître d'Ouvrage d'EDF est affirmé ainsi que l'objectif de travailler avec des entreprises sous-traitantes justifiant de compétences techniques. Les engagements des exploitants et des entreprises sont précis et contraignants c'est notamment le cas pour le suivi des expositions aux rayonnements ionisants.

L'obligation de contractualisation d'un tel cahier des charges est une avancée importante d'autant qu'elle s'applique à tous les parties prenantes. Elle doit permettre de tirer vers le haut les conditions de sous-traitance.

Mais il faudra veiller à son application et au contrôle. Rien n'est précisé sur ce point en particulier sur les organismes impliqués. On peut penser que l'ASN et ses inspecteurs dotés des missions « sûreté » et « droit du travail » devraient en être chargés.

Pour IED, les conditions d'une ré-interrogation sur la sous-traitance semblent réunies. C'est sûrement l'occasion d'apaiser les tensions sur ce sujet. Des ré-internalisations d'emplois dans les métiers sévèrement touchés par les réductions d'effectifs et par une pénurie de personnel qualifié comme la robinetterie, un rééquilibrage entre le « faire » et le « faire-faire » pour conserver les compétences nécessaires aux contrôles et à la surveillance des chantiers peuvent être sérieusement envisagés dans le cadre d'une politique volontariste,.

3.8 Evaluation des coûts par tranche de Fessenheim

Les coûts des différents travaux sont récapitulés ci-après :

Le coût total des travaux post-VD3 pour le site de FSH s'élève à 65 M€ par tranche avec la répartition suivante :

Post VD3	M€
Appoint Ultime	32
Extension 3 ^{ème} barrière PTR	11
Renforcement du radier	15
Pollution chimique	7
Total Post VD3	65

L'installation d'une source froide diversifiée n'est pas chiffrée car à ce stade seule une étude de faisabilité a été produite par EDF.

Le coût total estimé des modifications ECS-Post Fukushima s'élève à 200 M€/tranche A ce stade des études, les coûts individuels ne sont encore définis. Ils n'ont pas été communiqués à IED.

La modification principale est la création du Noyau Dur et l'installation du DUS. Les autres travaux importants sont la création du Centre Local de crise et la mise en œuvre de la protection contre les inondations.

3.9 Programmation des modifications

Modifications Post-VD3 :

Les dates butées de réalisation de ces travaux sont fixées par la décision de l'ASN. L'ASN estime qu'au-delà, la garantie de sûreté des tranches est en jeu. EDF doit donc s'y conformer pour poursuivre l'exploitation. La plupart des travaux seront donc réalisés avant mi-2013 notamment l'épaississement du radier.

Modifications suite aux ECS :

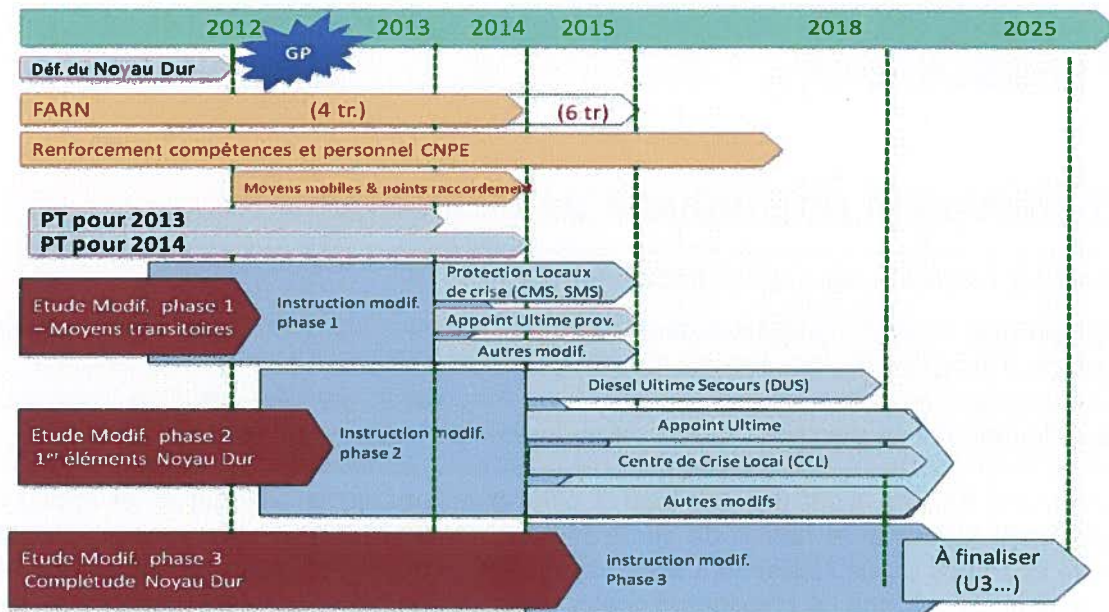
La priorité d'EDF est de finaliser les études des rapports ECS, en anticipant des modifications des décennales ou corrigeant les écarts de conformité.

La programmation des différentes modifications à la suite des ECS est proposée par EDF en 3 phases :

- ◆ L'objectif de la première est de couvrir des situations plus sévères que le référentiel actuel, à savoir des cumuls de pertes des alimentations électriques et de source froide pour plusieurs tranches du site. Les travaux s'étalent de 2012 à 2015. Il s'agit :
 - des moyens locaux de crise et les moyens mobiles de sûreté,
 - de l'appoint au CPP et à l'ASG réalisé à l'aide de moyens provisoires de conception,
 - des moyens de gestion de crise dans des locaux non sensibles au séisme.
- ◆ La seconde phase, dont la réalisation s'échelonne de 2015 à 2020, comprend les moyens définitifs robustes aux agressions extrêmes du noyau dur :
 - le DUS et l'appoint Ultime pour l'ASG, le PTR et la piscine BK,
 - l'instrumentation, le contrôle-commande du noyau dur,
 - la protection contre les inondations,
 - le Centre de Crise Local du site,
 - le gréement des équipes CNPE pour piloter les situations extrêmes.
- ◆ La troisième phase s'échelonne de 2019 à 2025. Tous les moyens du noyau dur seront opérationnels, notamment la pompe U3 et le filtre U5.

Les évolutions décidées lors des prochains Groupes Permanents des Réacteurs seront programmées au fur et à mesure en priorité lors des VD.

Le calendrier affiché ne peut être définitif car au stade actuel, toutes les contraintes industrielles et de programmation tranche par tranche n'ont pas été intégrées. Il s'agit aussi de prendre en compte les contraintes d'intégration réglementaires et documentaires.



Les 4^{èmes} décennales de Fessenheim en 2020 et 2021 sont concomitantes de la deuxième phase. L'objectif de poursuivre l'exploitation jusqu'à 40 ans impose donc d'engager immédiatement la réalisation des travaux de la première phase.

Les modifications de la deuxième phase doivent être engagées immédiatement compte-tenu des délais.

IED pense que la réalisation des travaux dépendra de l'option prise par EDF concernant la prolongation de la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans.

4. APTITUDE AU MAINTIEN EN FONCTIONNEMENT DE FESSENHEIM

4.1 Notion et phénomène de vieillissement

Définition « industrielle » du vieillissement :

- c'est le plus souvent le résultat de processus physiques ou chimiques. A titre d'exemple, le métal peut fatiguer et voir ses caractéristiques mécaniques s'altérer, par exemple, par des phénomènes d'usure mécanique, en raison de l'irradiation par des neutrons, sous l'action de chocs thermiques ou bien enfin du fait de la corrosion par des impuretés chimiques.

L'âge d'une tranche n'est pas similaire à celui d'un processus biologique, et appliquée à un équipement industriel la notion de vieillissement correspond à un changement progressif qui résulte du temps ou de l'utilisation. Sur une installation construite avec des équipements conçus il y a plus de 40 ans, il convient d'analyser ce phénomène de vieillissement et de prévoir l'éventuel remplacement de certains matériels. En ce qui concerne les équipements impossibles à changer, à savoir la cuve, et l'enceinte de confinement, l'exploitant doit en assurer un suivi sans faille.

Un autre élément doit être pris en considération : chacun des composants d'une centrale nucléaire est conçu avec des marges de sécurité suffisamment importantes pour faire face à des spécifications en constante évolution. Si, pendant un cycle d'exploitation, les marges de sécurité ne risquent pas d'être consommées, l'installation peut être considérée comme aussi sûre qu'elle l'était à l'état initial. En définitive, toute la question est donc d'estimer la cinétique de consommation des marges de sécurité lors d'une campagne de production.

Le vieillissement d'une installation peut enfin être un phénomène totalement extérieur à l'installation, occasionné par un changement de l'environnement physique ou réglementaire, en l'espèce un changement du référentiel de sûreté. C'est alors la perception de l'installation qui est modifiée et non pas ses performances intrinsèques.

En tout état de cause, le vieillissement doit être distingué de l'obsolescence technique. L'obsolescence est caractérisée :

- ◆ par l'indisponibilité à l'achat d'une pièce ou d'un matériel de rechange suite à l'arrêt de commercialisation d'un produit par un fournisseur, à l'arrêt de fabrication, à une restructuration industrielle,
- ◆ par le « déclassement » d'un équipement ancien, dépassé par un nouvel équipement qui, non seulement, remplit la même fonction avec des performances meilleures, mais fournit le plus souvent d'autres services.

Le maintien en fonctionnement ainsi que la prolongation de la durée de fonctionnement des tranches passe par une maîtrise du vieillissement des composants et structures des tranches. Elle est assurée par des actions de suivi en service, de maintenance courante complétée par des actions de maintenance exceptionnelle. Ces actions sont menées de manière générique sur tous les paliers EDF puis déclinées de façon particulière sur chaque tranche.

Grand carénage

La notion de « grand carénage » nouvellement utilisée concerne le passage à la durée de fonctionnement de 60 ans et porte sur la programmation des travaux, la logistique, les conditions de travail des prestataires et les méthodes.

Il prévoit le changement des gros composants et une augmentation de la maintenance.

4.2 Etat des enceintes de confinement

Le Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) générique pour les enceintes 900 à paroi métallique montre que :

- ◆ la tenue jusqu'à la VD4 est assurée. Au-delà, il n'y a pas de risque d'évolutions brutales.
- ◆ une durée d'exploitation de 60 ans peut être raisonnablement avancée en respectant les procédures de surveillance et de réparations.

Plus particulièrement sur les tranches de Fessenheim :

- ◆ pour la tranche 1, les résultats de l'épreuve décennale lors de la VD3, ont montré des taux de fuites conformes aux critères réglementaires, une légère évolution résulte des effets combinés des déformations du béton et de la perte de précontrainte de certains câbles.
- ◆ l'examen du vieillissement, destiné à évaluer l'étanchéité et la tenue mécanique pour dix années supplémentaires n'a pas mis en lumière de problème particulier susceptible de remettre en cause la durée d'exploitation. L'épaisseur mesurée en six points des tôles de la peau métallique du fût était supérieure à l'épaisseur nominale de 6 mm. Des contrôles visuels des soudures des fourreaux de 40 des 42 traversées (deux traversées inaccessibles n'ont pu être contrôlées) ont été réalisés. Aucune dégradation n'a été constatée

La vérification d'étanchéité de l'enceinte a été satisfaisante, et les fissures relevées avant montée en pression n'ont pas évolué de façon significative. Les mesures d'auscultation démontrent un comportement élastique conforme aux calculs de la structure.

Lors de ce réexamen, des études ont été réalisées afin de vérifier le bon comportement du tampon d'accès des matériels en situation accidentelle, avec mise en place de nouveaux joints. En complément, la mise en œuvre d'un nouveau programme de base de maintenance préventive pour le tampon matériel et pour le sas personnel a été engagée.

« Les résultats de l'épreuve enceinte de la tranche 1 sont conformes aux critères d'étanchéité et attestent d'un comportement mécanique satisfaisant de l'enceinte de confinement sous la pression » (cf. rapport VD3 de FSH1)

- ◆ pour la tranche 2, l'épreuve de l'enceinte de confinement s'est déroulée en janvier 2012. Le débit de fuite global et le taux de fuite global sont conformes aux critères d'étanchéité avec des résultats inférieurs aux seuils d'essai. Ces mesures attestent d'un comportement mécanique satisfaisant de l'enceinte sous l'effet de la pression, et permettent de valider dix années supplémentaires de fonctionnement.

Les mêmes dispositions que pour la tranche 1 ont été prises lors de la VD3. Les résultats des vérifications seront publiés avec le rapport de la VD3. On peut raisonnablement penser qu'ils seront satisfaisants.

Sous réserve du rapport VD3 de FSH2, le vieillissement des enceintes des 2 tranches est satisfaisant. Les enceintes ne présentent pas de spécificités et sont conformes au reste du Parc 900. Aucune maintenance importante n'est nécessaire dans les dix ans à venir et sans doute au-delà.

4.3 Etat des cuves

4.3.1 Généralités

La cuve est l'équipement contenant le cœur du réacteur constitué d'assemblages combustible. C'est un réservoir cylindrique d'environ 4 mètres de diamètre en acier ferritique revêtu intérieurement d'une couche d'acier austénitique d'environ 8 mm. Elle est composée de différents éléments dont, dans la partie centrale, de 3 viroles mécano-soudées pour celles de Fessenheim, comportant 2 métaux différents : le métal de base et le métal du joint soudé.

La cuve doit résister principalement à la pression du fluide primaire (155 bar), à sa température d'environ 330°C et aux transitoires thermiques lors de situations incidentelles ou accidentelles.

C'est un équipement réputé non remplaçable dont la rupture n'est donc pas postulée dans les études de sûreté. Il en résulte que sa tenue en service conditionne directement la durée de fonctionnement des tranches.

4.3.2 Problématique

Sous l'effet du bombardement neutronique et donc de l'irradiation, l'acier de cuve devient plus résistant mais aussi plus fragile : sa résistance à la rupture brutale en présence d'un défaut diminue. La résistance à la rupture, appelée ténacité, varie avec la température : l'acier a un comportement fragile à très basse température (les déformations ne peuvent s'exercer) et ductile (avec des déformations importantes) à plus haute température. La limite entre ces 2 états dite « température de transition » est un paramètre important : la cuve a un comportement fragile en dessous de cette température. La fragilisation de l'acier se traduit par un décalage de la température de transition. Elle peut-être inférieure à 0°C pour une cuve neuve et atteindre 70°C après 40 ans d'exploitation.

Cette température de transition augmente avec l'irradiation. Certains cas de fonctionnement pourraient conduire la cuve à subir des efforts dans un domaine de température où l'acier a un comportement fragile, ce qui pourrait entraîner une rupture brutale de ce composant si par ailleurs deux autres éléments intervenaient :

- un défaut de fabrication préalablement existant ayant une taille dite critique (défaut dans l'acier ferritique sous le revêtement),
- un effort important appliqué à ce défaut de type choc froid engendré par exemple par une injection d'eau froide du réservoir de refroidissement (appelé bache PTR) en situation accidentelle par le système d'injection de sécurité. Le choc froid correspond à un écoulement d'eau froide le long de la paroi chaude de la cuve qui produit dans cette paroi des contraintes thermiques de traction s'exerçant sur les lèvres du défaut.

A la conception, le constructeur a justifié pour une durée de fonctionnement de 40 ans l'absence de risque de rupture brutale des cuves en appliquant les règles industrielles en vigueur c'est à dire en prenant un défaut sous revêtement conventionnel et une évolution de la température de transition évaluée par des formules de prévision existantes.

4.3.3 Programme de surveillance et suivi de l'irradiation

La réglementation en vigueur impose à EDF de surveiller les cuves et de réaliser un suivi en vieillissement des cuves sous l'effet de l'irradiation.

Lors des premières et deuxièmes décennales, 33 défauts sous revêtement ont été identifiés sur 9 cuves du palier 900. Ces défauts sont contrôlés régulièrement pour s'assurer de leur absence d'évolution en fonctionnement, ce qui a été confirmé jusqu'à ce jour par les contrôles effectués lors des visites décennales.

Par ailleurs, des éprouvettes représentatives du métal de cuve ont été placées dans les cuves près du cœur et sont retirées périodiquement lors des visites décennales pour évaluer l'évolution des propriétés mécaniques de l'acier et pour anticiper les effets de l'irradiation.

4.3.4 Cas des tranches de Fessenheim

- Indications détectées en zone de cœur

Le corps des cuves de Fessenheim est constitué de 3 viroles cylindriques en acier d'environ 4 mètres de diamètre et 200 mm d'épaisseur assemblées par des joints soudés.

Des indications considérées comme des défauts ont été détectées en zone de cœur de ces viroles : 1 indication longitudinale dans la cuve de Fessenheim 1, 5 indications longitudinales dans la cuve de Fessenheim 2. Aucune indication n'a été détectée dans les joints soudés.

Il est à noter que des indications similaires ont été identifiées dans huit autres cuves de réacteurs du palier 900.

- Evolution des défauts

La cuve de Fessenheim 1 a été contrôlée lors de la VD3 en 2009 avec un nouveau procédé. Le défaut longitudinal dans la virole concernée a été revu sans évolution soit une hauteur (dans l'épaisseur de la cuve) inchangée de 5,6 mm avec une incertitude de 2 mm.

La cuve de Fessenheim 2 a été contrôlée lors de la VD3 en 2011. Les 5 défauts ont été revus sans évolution (même si les mesures donnent des valeurs un peu différentes compte tenu des incertitudes). La hauteur maximale mesurée est de 8,8 mm avec 2 mm d'incertitude.

- Températures de transition

Les températures de transition des viroles de Fessenheim présentant des défauts sont inférieures à celle de la cuve la plus défavorable des cuves du parc 900 soit 75°C (56°C pour les viroles de Fessenheim 1 et 44°C ou 52°C suivant les viroles de Fessenheim 2). Cela signifie que la ténacité du métal des cuves de Fessenheim garantit de tout risque de rupture brutale de ce composant.

4.3.5 Démonstration de la tenue en service des cuves de Fessenheim

Dans le cadre de l'examen de sûreté lié aux VD3, EDF a présenté un dossier de justification de la tenue en service des cuves pour les 10 ans suivant cette décennale, c'est à dire jusqu'à la VD4

La démonstration comprend 2 études principales :

- une étude générique concerne un défaut couvrant le minimum détectable (5 mm de hauteur soit longitudinal dans la virole soit circonférentiel dans le joint soudé) placé à l'endroit le plus sollicité et le plus irradié de la cuve la plus fragile lors de la VD4 dont la température de transition de la virole est de 75°C et celle de Fessenheim 1 dont la température de transition du joint soudé est de 79°C.

Cette étude qui justifie, avec des marges, la stabilité de ce défaut couvre donc toutes les cuves du palier et en particulier celles de Fessenheim 1 et 2.

- une analyse spécifique des défauts détectés sur chaque cuve prenant en compte la taille et la position réelles des défauts et les caractéristiques correspondantes de celles-ci.

- tous les défauts détectés sont justifiés, avec des marges, sachant que pour Fessenheim 2 la température de l'injection de sécurité est prise à 20°C (au lieu de 7°C) car on chauffe la bâche PTR ce qui a pour conséquence d'améliorer les marges (la température d'injection d'eau étant plus élevée, le choc froid est atténué et les caractéristiques de matériau sont meilleures).

4.3.6 Position de l'Autorité de Sûreté Nucléaire

Dans un courrier du 20 septembre 2010 relatif à la tenue en service des cuves de réacteur 900, l'ASN considère que les éléments transmis par EDF sont de nature à garantir la tenue en service des cuves pendant la période décennale suivant la 3^{ème} visite décennale donc jusqu'à 40 ans de fonctionnement.

4.3.7 Conclusion

Les cuves des tranches de Fessenheim ne constituent pas un point singulier dans la population des cuves du palier 900 et ne posent pas de problème de tenue jusqu'à 40 ans.

4.4 Rénovation et remplacement des matériels

Sur la partie secondaire des deux tranches, de nombreux chantiers lors des précédents arrêts ont permis de remplacer :

- ♦ l'ensemble des réchauffeurs,
- ♦ l'ensemble des tubes des condenseurs,
- ♦ quelques faisceaux des sécheurs surchauffeurs,
- ♦ le condenseur des buées,
- ♦ de nombreux supportages et robinets,
- ♦ les alternateurs.

Ou de modifier :

- ♦ les tuyauteries des purges vapeur qui ont été passées en inox.

Sur la partie primaire des deux tranches, outre les GV, les remplacements ont concerné :

- ♦ les couvercles des cuves,
- ♦ les soupapes SEBIM du pressuriseur,
- ♦ des DAB (Dispositifs Auto-Bloquants),
- ♦ des clapets sur les circuits primaires,
- ♦ les échangeurs EAS, avec remplacement des tuyauteries d'alimentation SEB,
- ♦ des tuyauteries sur le circuit RRI.

Générateurs de Vapeur (GV)

Sans revenir sur l'importance de ces équipements, il faut noter qu'ils font l'objet d'une surveillance particulière et certaines dégradations, mises en évidence depuis 2006, sont soumises à des contrôles et à des mesures correctives constamment améliorées. Le remplacement des GV de Fessenheim 2 lors de la VD3, a été réalisé après trente ans d'exploitation de la tranche.

Sur la tranche 2 en VD3, et en complément, les chantiers suivants ont été réalisés :

- ◆ remplacement du stator de l'alternateur principal,
- ◆ remplacement des réchauffeurs basse-pression et réchauffeurs des purges,
- ◆ retubage du dernier tiers du condenseur.

Il apparaît que les principaux composants ont été rénovés ou vont l'être prochainement, comme sur le reste du Parc.

4.5 Bilan d'exploitation

4.5.1 Les spécificités de la conception des tranches de Fessenheim

Les tranches de Fessenheim ont été conçues suivant le modèle de Beaver Valley 1 aux Etats-Unis. La conception des tranches suivantes, de Bugey et du palier 900-CP1, a fait évoluer entre autres le contrôle-commande et la distribution électrique.

Les principales différences de conception par rapport aux tranches CP1-CP2 concernant la partie primaire sont :

- ◆ Le pilotage « en mode A »² des grappes de contrôle de la réactivité du cœur qui réduit la manœuvrabilité et génère des volumes d'effluents un peu plus importants en cas de variation de charge puisque le changement de puissance nécessite une dilution de bore plus importante. Sur les autres tranches 900MW le contrôle en « mode gris »³ permet de régler la puissance en insérant les grappes sans dilution.
- ◆ Le refroidissement de l'EAS directement par l'eau brute et non via le circuit RRI comme sur les paliers CP1 et 2. Il est à noter que cet écart pouvait tendre à fragiliser la barrière entre EAS et l'eau brute et pouvait être susceptible de générer, en cas de fuite de l'échangeur concomitante à un accident, le transfert de rejets vers l'extérieur. A la suite de cette analyse, EDF a remplacé ces échangeurs par des équipements munis de tubes de plus grande épaisseur et utilisant des matériaux sélectionnés pour résister aux conditions des fluides y circulant en conditions accidentelles.

4.5.2 Historique d'exploitation

Les remplacements de gros composants ont été réalisés sur les 2 tranches suivant le programme établi sur l'ensemble du Parc Nucléaire. Les interventions les plus importantes ont été le remplacement des 3 générateurs de vapeur (RGV) sur FSH1 en 2002 et sur FSH2 en VD3 en 2011 et le changement d'alternateur sur les deux tranches.

Les autres interventions sur les matériels (couvercle, rotors turbine, condenseur,..) font suite à des anomalies ou défauts touchant d'autres tranches du Parc.

4.5.3 Résultats d'exploitation

Les principaux résultats d'exploitation de Fessenheim sont présentés ci-dessous en comparaison de ceux du parc et de Bugey qui a été mis en service peu après Fessenheim.

² Mode A : mode de pilotage avec des grappes de contrôles du cœur très absorbantes aussi dénommé « mode noir »

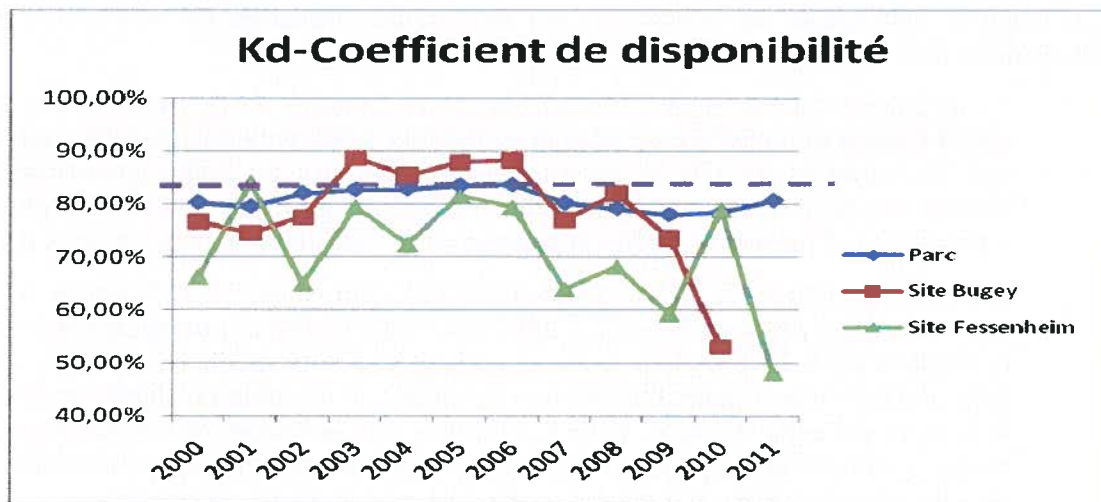
³ Mode Gris : Amélioration du pilotage des tranches 900MW pour participer au réglage du réseau.

4.5.3.1 DISPONIBILITE (CF. ANNEXE DU § 4.5)

La disponibilité est l'un des indicateurs globaux des performances du parc nucléaire, aux côtés de la sûreté, de la dosimétrie et des coûts. Le Kd se décompose en indisponibilités programmées et non programmées. On s'attachera ci-après aux indisponibilités non programmées fortuites (Kif) et aux prolongations d'arrêt (Kipr). Ces dernières représentent pour Fessenheim une grande partie des indisponibilités.

Les courbes ci-dessous permettent de comparer la disponibilité des tranches de Fessenheim et Bugey sur toute la durée d'exploitation. Les valeurs sont homogènes pour les 2 sites CP0 mais elles sont inférieures à celles des 2 autres paliers 900MW qui ont intégré dès la conception un certain retour d'expérience.

4.5.3.2 LA DISPONIBILITE TOTALE KD

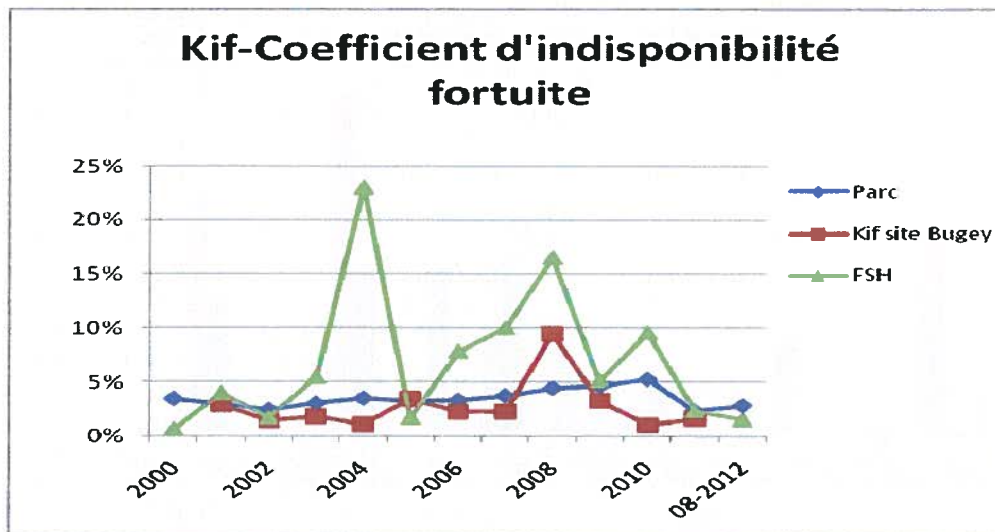


Depuis 2000, l'évolution du Kd de Fessenheim se situe en dessous de celui du Parc et de Bugey avec une moyenne de 70%.

Les mauvais résultats de 2009 et 2011 sont dus à la réalisation de la VD3-FSH1 et de la VD3 avec RGV FSH2. Ces opérations importantes ont en outre été allongées en raison d'incidents sur les matériels.

Les premiers résultats de 2012 montrent une nette amélioration en particulier sur l'indisponibilité fortuite qui est égale à 1,5% fin août 2012.

4.5.3.3 LES INDISPONIBILITES FORTUITES KIF



Depuis 2000, l'indisponibilité fortuite a tendance à croître en moyenne de 5% à 10%, très nettement supérieure à la moyenne du Parc comprise entre 3 et 5%. Le bon résultat de 2011 de 2,3% rejoint ceux du Parc et de Bugey. Avec un Kif de 1,5 % à fin août, ce résultat pourrait même être amélioré en 2012.

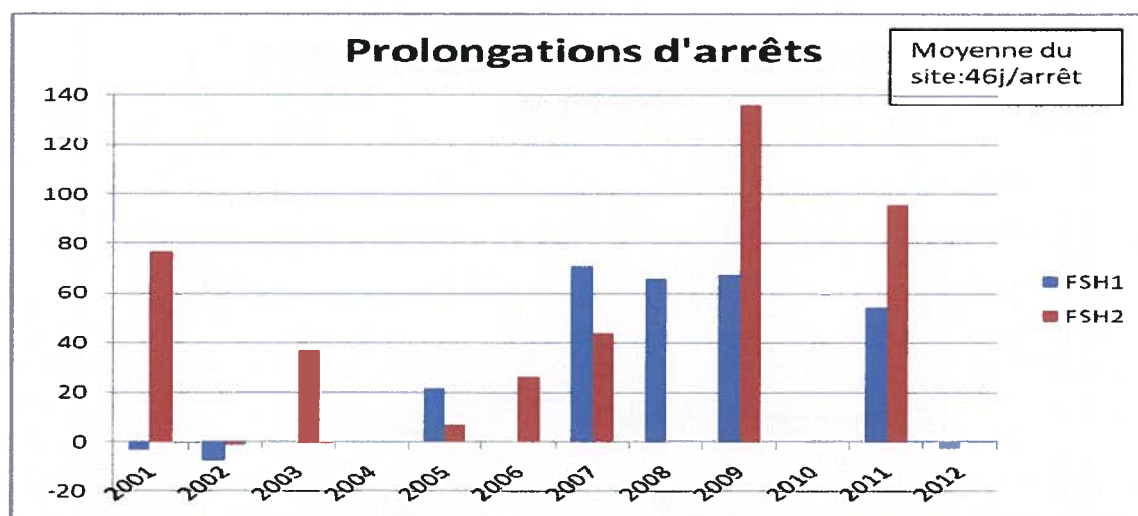
Les programmes de remplacement préventif des gros composants donnent sans doute leurs premiers effets. De même, les efforts réalisés pour traiter et anticiper les incidents en suivant le REX du Parc permettent de réduire le risque d'indisponibilité fortuites.

Les principaux incidents ont été :

- en 2004, la pollution du circuit primaire par des résines avec 150 jours (j),
- en 2006, la fermeture intempestive des vannes vapeur de FSH2 avec 14 j et l'incident de traçage de la boucle 21000 ppm avec 14 j,
- en 2007, pour FSH1 le contrôle tuyauteries secondaires avec 23 j et pour FSH2 le remplacement des indicateurs de position des grappes (IPB), la fermeture intempestive des vannes vapeur et des fuites condenseur avec 36 j,
- en 2008, sur FSH2 des fuites primaire/secondaire au niveau des GV pour 64 j, l'envasement de la station de pompage pour 21 j et une fuite vapeur pour 13 j.

La mise en œuvre du projet d'amélioration de la fiabilité (AP913) à partir de 2012 devrait permettre de conforter cette amélioration. Il faut noter que ce projet est déployé depuis 2008 sur le reste du Parc et que Fessenheim sera le dernier à le mettre en œuvre, la priorité ayant été donnée aux tranches standardisées.

4.5.3.4 LES PROLONGATIONS D'ARRÊTS KIPR



Les prolongations d'arrêts sont en moyenne de 46 j par arrêt depuis 2001. Les prolongations des deux VD3 et du RGV de FSH2 ainsi que celles des arrêts depuis 2008 ont été particulièrement importantes. La défaillance de matériels semble être la cause prépondérante de ces prolongations. Pour 2011, le résultat du parc est de 19 j alors que l'objectif 2015 est de 5 j. L'écart Fessenheim-Parc est important. Cela pèse lourdement sur la disponibilité des tranches.

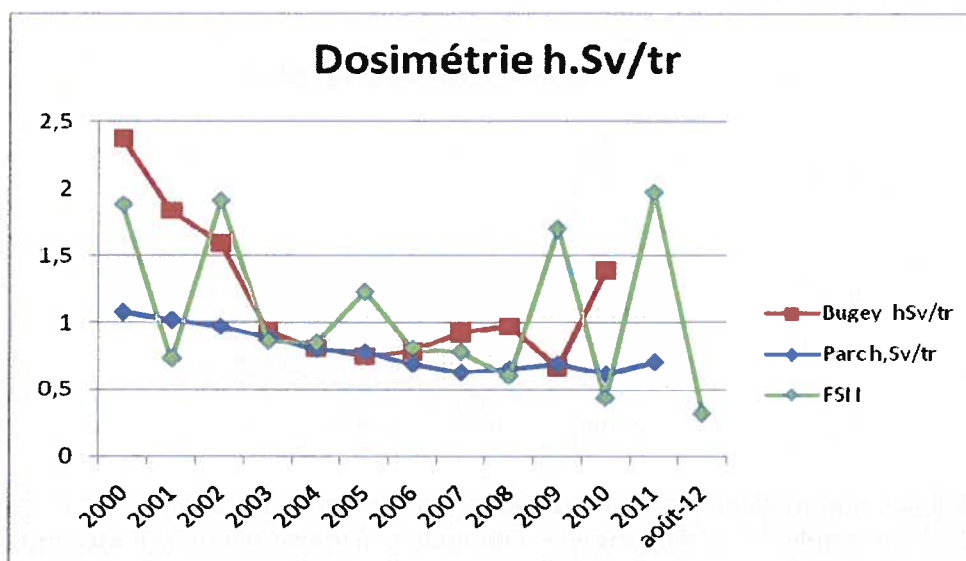
Les principales causes de prolongation ont été :

- en 2001, lors de la VD2 de FSH2 des travaux sur la cuve avec 48 j et sur la robinetterie avec 25 j,
- en 2003, sur FSH2 des interventions sur l'alternateur et les clapets RIS avec 35 j,
- en 2007, sur FSH1 des interventions sur des clapets RIS et vannes RIS avec 71 j,
- en 2008, sur FSH1 des travaux de robinetterie avec 65,6 j,
- en 2009, sur FSH2 des expertises et des bouchages préventifs sur les GV pour 110 j et sur FSH1 des fuites sur l'alternateur et des interventions sur la robinetterie primaire pour 41 j,
- en 2011, sur FSH1 une intervention sur la ventilation pour 34,2 j et sur FSH2 l'intégration de nombreux dossiers d'intervention et des aléas techniques sur le RGV pour 70 j.

Dans son rapport annuel 2011, « l'ASN constate des progrès en matière de maintenance des installations et de suivi des prestataires, au cours d'une année 2011 particulièrement chargée, notamment avec la troisième visite décennale du réacteur 2 et un arrêt concomitant sur le réacteur 1. L'exploitant a tenu compte du retour d'expérience des arrêts précédents. L'ASN note que de nombreux matériels ont été remplacés pour améliorer l'état des installations ».

Fessenheim a donc initié une démarche pour réduire l'impact des défaillances de matériel et maîtriser la durée des arrêts. Le déploiement du projet COPAT (Comité de Pilotage des Arrêts de Tranche) facilitera cette évolution. Ce doit être une priorité.

4.5.3.5 DOSIMETRIE



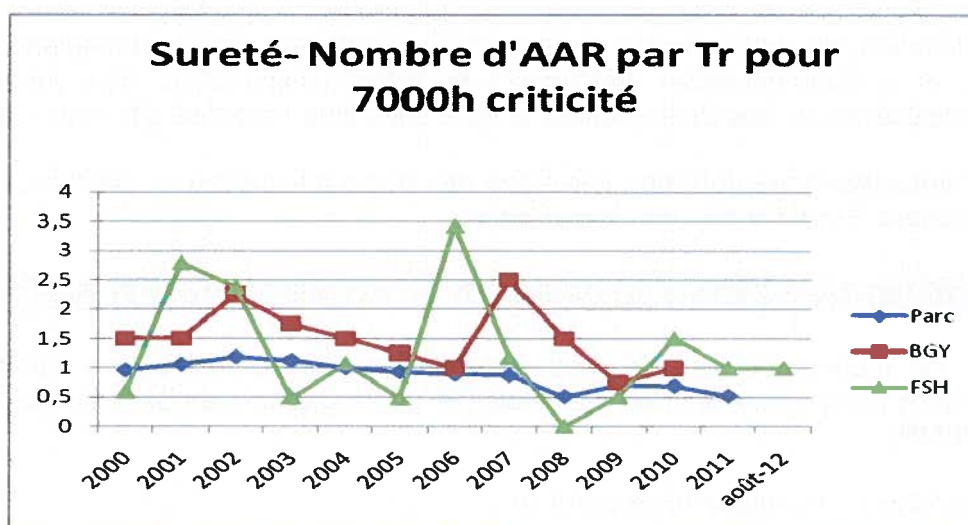
La dosimétrie a été réduite de 2000 à 2008 suivant ainsi la tendance du Parc consécutive aux actions nationales. Les bilans 2009 et 2011 en hausse très sensible sont dus aux VD et RGV sur FSH1 et FSH2. Les résultats à mi-2012 sont bons et dans la moyenne du parc.

Dans son rapport 2011 « l'ASN considère que la radioprotection des travailleurs ne s'améliore pas, malgré la proposition d'un plan d'action suite à des constats de l'ASN en 2010 ».

Les efforts doivent se poursuivre pour continuer à réduire la dosimétrie reçue par tous les intervenants.

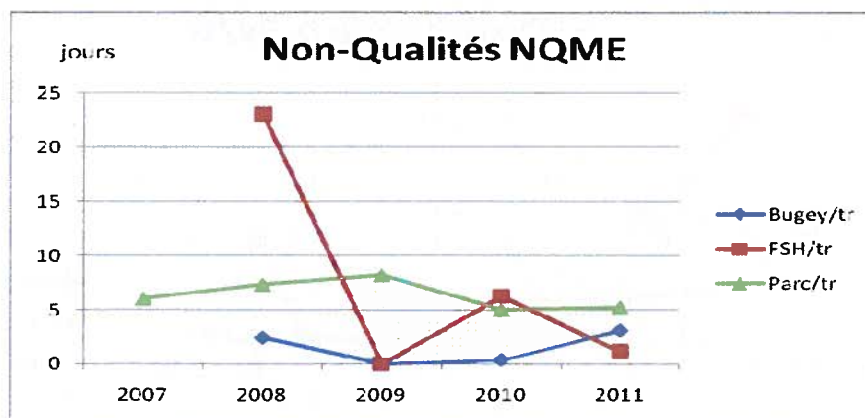
4.5.3.6 SURETE

L'indicateur de sûreté se rapporte au nombre d'Arrêts Automatiques Réacteurs (AAR).



L'évolution à la baisse suit celle du Parc pour atteindre en 2011 un niveau proche de 1 AAR par an et par tranche.

4.5.3.7 NON-QUALITES



En 2008, les non-qualités de maintenance et d'exploitation (NQME) ont fait l'objet d'un suivi site par site pour améliorer la disponibilité. Des plans d'améliorations ont été engagés sur tous les sites portant sur l'organisation, la formation, les bonnes pratiques, des domaines techniques ciblés et le REX.

De 46 j d'indisponibilité en 2008, le site de Fessenheim en compte 12,5 j en 2010, 2,3 j en 2011 et 3,9 j à mi-2012. Cette amélioration ne doit pas cacher que le nombre de non-qualités reste parmi les plus élevés du parc (22 en 2011 et 14 en Juillet 2012). La direction du CNPE a identifié les NQME comme la cause principale des pertes de production et prévoit d'améliorer la prévention des NQME.

Même si la cause initiale des indisponibilités reste l'état du matériel, l'amélioration de la qualité des interventions réduit efficacement les indisponibilités. Cela se vérifie aussi sur Fessenheim.

4.5.4 Synthèse

Le bilan d'exploitation de Fessenheim montre que les performances peuvent être améliorées 30 ans après la mise en service, à condition que la maintenance permette de maintenir un état satisfaisant des matériels.

La réalisation des VD3 et la prise en compte du référentiel de Fessenheim, dans tous les projets d'amélioration des performances du Parc, doit permettre d'intégrer complètement le site dans le parc, et lui faire bénéficier directement du retour d'expérience. Cela permettra de poursuivre l'amélioration de ses performances et de réduire ainsi l'écart du site avec le Parc.

En résumé l'historique d'exploitation n'est pas de nature à remettre en cause le maintien en fonctionnement des tranches de Fessenheim.

4.6 Programme d'Investigations Complémentaires (PIC)

L'objectif de ce programme est de conforter les hypothèses prises sur l'absence de dégradations dans certaines zones non couvertes par un Programme de Base de Maintenance Préventive (PBMP).

- Pour la tranche 1, ce programme a porté sur :
 - ◆ l'examen visuel et par ressuage de 10 piquages de faible diamètre du système ASG dans le cadre de l'affaire « Piquages sensibles à la fatigue vibratoire ». Aucune indication supérieure au seuil de notation n'a été observée,

- ◆ l'examen par ressuage et par radiographie de 19 soudures de raccordement de tuyauteries du système RIS. Une soudure présentant un désaccostage a été refaite, ce défaut étant d'origine, il n'est pas consécutif à une dégradation en fonctionnement,
- ◆ des mesures d'épaisseur de tôles de la peau métallique du fût de l'enceinte de confinement, ainsi qu'un contrôle visuel des soudures des fourreaux de 42 traversées enceinte (cf. § 4.2. sur enceinte de confinement).

Ces contrôles sont satisfaisants, et apportent la démonstration de l'aptitude à la poursuite d'exploitation pour la période décennale suivant la VD3.

➤ Pour la tranche 2, IED ne possède pas les informations.

4.7 Tenue à la fatigue des circuits primaire et secondaire des tranches (CPP et CSP) (cf. annexe du § 4.7)

En application de l'Arrêté d'exploitation relatif aux circuits primaires principaux et aux circuits secondaires principaux, le CNPE effectue une comptabilisation des « occurrences des transitoires prévus à la conception » appelés parfois « chargements de fatigue ». C'est un suivi de l'installation qui permet d'estimer les variations de grandeurs physiques :

- ◆ Pression,
- ◆ Température,
- ◆ Débit,

des composants des circuits.

Le comportement de ces circuits est analysé sur la base d'un « catalogue de situations de conception ». Ces situations ont été définies avec des hypothèses pénalisantes, et les objectifs de la comptabilisation consistent à vérifier que les circuits ne sont pas soumis à des contraintes plus sévères ou plus nombreuses que celles retenues, afin de démontrer l'absence d'endommagement.

Le suivi de l'analyse consiste à limiter la consommation des « situations » de façon à améliorer le fonctionnement des tranches et la sûreté.

A Fessenheim, aucune situation n'est en dépassement, mais l'analyse des documents montre que certaines situations sont critiques pour une durée d'exploitation des tranches au-delà de 40 ans.

Il faut toutefois noter que la majorité de ces occurrences date de la période de démarrage, parfois même d'avant la mise en service industriel, les plus contraignantes faisant l'objet :

- ◆ soit d'une surveillance particulière,
- ◆ soit d'une procédure de conduite modifiée.

Les situations identifiées à risque de dépassement d'occurrences sont présentées en annexe du § 4.7.

5. ETUDE ECONOMIQUE

IED a d'une part examiné les évaluations économiques publiées résultant de l'arrêt de Fessenheim et d'autre part effectué sa propre évaluation à partir du modèle qu'il a développé dans le cadre de l'expertise qui lui a été confiée par le CCE d'EDF SA concernant les « Conséquences d'une Sortie Eventuelle du Nucléaire (CSEN) ».

Dans les évaluations publiées, la plus complète est celle figurant dans le rapport de la « Commission Energies 2050 » de Jacques Percebois et Claude Mandil, constituée par le Ministre chargé de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie Numérique dans le gouvernement précédent.

5.1 Coût d'un arrêt immédiat (rapport Energies 2050)

Un réacteur nucléaire d'une puissance de 900 MW produit environ 6,3 TWh d'électricité par an, si l'on retient un taux de production de 80%.

A court terme (les premières années), l'arrêt immédiat d'un réacteur nucléaire imposerait à EDF de recourir au marché pour compenser la perte de production. En retenant comme prix de marché 55 €/MWh et comme coût d'exploitation d'un réacteur nucléaire 25 €/MWh (Commission Champsaur), le manque à gagner annuel pour EDF lié à la fermeture serait d'environ 190 M€ pour une tranche et 380 M€ pour les deux, hors investissements nécessaires à la prolongation de l'exploitation au delà de 40 ans et hors investissements consécutifs aux évaluations complémentaires de sûreté.

L'agence Standard & Poor's dans une « View analyst contact information » publiée le 28 Novembre 2011 évalue à 400 M€/an la perte pour EDF associée à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim.

A plus long terme, le rapport Energie 2050 indique que l'électricité de substitution serait fournie par des centrales au gaz. Le manque à gagner en valeur actualisée 2012 d'un arrêt immédiat d'une tranche de Fessenheim par rapport à la prolongation de son exploitation jusqu'en 2040 (60 ans) peut ainsi être évalué à 3 Mds €. Cette analyse est commentée au § 5.2.2.

5.2 Evaluation par le modèle IED des conséquences économiques au niveau national

L'arrêt de Fessenheim priverait le réseau Français d'une puissance de 1,8 GW qui permet de contribuer à alimenter le territoire tant en base en fournissant 12,6 TWh qu'en période de pointe.

L'arrêt de Fessenheim ne peut donc être éventuellement envisagé qu'en imaginant des moyens de production de remplacement permettant d'assurer le même service rendu (soit en France, soit sur le réseau Européen interconnecté).

Diverses solutions peuvent être envisagées, eu égard à ces conditions et à d'autres contraintes, en particulier sur l'environnement et sur les coûts de production dont la hausse doit être limitée.

5.2.1 Présentation des scénarios de substitution

IED a retenu 2 scénarios de substitution, mais d'autres choix sont possibles. Ces scénarios, basés sur une compensation nationale, avec le même apport de puissance provenant de l'étranger, sont les suivants :

- un scénario SC1 à forte participation des énergies renouvelables afin de limiter l'augmentation des rejets de CO₂ :

L'énergie de remplacement des 2 tranches de Fessenheim est assurée pour les 2/3 par un « mix » d'énergies renouvelables (EnR) constitué de 70% d'éolien terrestre, de 20% d'éolien en mer et de 10% de photovoltaïque au sol. Le troisième tiers d'énergie est apporté par des tranches thermiques au gaz (Cycles Combinés Gaz (CCG)). Ce mix est apparu à IED comme un compromis permettant d'éviter de maximiser outrancièrement les coûts. Globalement, il représente 4 GW d'EnR et 1 GW de thermique, comme le montre le résultat des calculs effectués, figurant dans le § 5.2.3, en substitution des 1,8 GW actuels.

- un scénario SC2 dont le but est de limiter l'augmentation des coûts :

L'énergie de substitution est entièrement fournie par des tranches thermiques au gaz (CCG). Leur construction permet de disposer d'une puissance garantie à la pointe identique à celle du scénario de référence de RTE ajusté à la pointe (cf. §5.2.2) et, dont le temps de fonctionnement a été déterminé pour disposer d'une énergie annuelle à minima compatible avec les besoins du pays.

Le scénario SC1 a été ajusté en puissance installée pour retrouver la même puissance garantie à la pointe que celle du scénario de référence dont il est fait mention ci-dessus. Ceci a nécessité l'adjonction de tranches thermiques au gaz, CCG et turbines à combustion (TAC) pour assurer à meilleur prix les appels de puissance de faible durée. L'ajustement a été réalisé à l'aide du modèle CSEN évoqué dans le préambule et au § 5.2.2.

Le scénario SC2 n'a pas nécessité d'ajustement en puissance puisque les tranches au gaz CCG ont une disponibilité équivalente à celles des tranches nucléaires.

5.2.2 Hypothèses de calcul

Comme il a été déjà mentionné, IED a utilisé le modèle développé pour l'expertise « Conséquences d'une Sortie Eventuelle du Nucléaire » (CSEN) parue en Août 2012 décrit dans le § 4 du rapport correspondant et a pris comme référence de scénario de base, le scénario RTE ajusté en puissance à la pointe tel que décrit dans cette expertise. Les calculs sont effectués dans les conditions économiques de 2010, mais les montants ont été actualisés à 2012.

Dans le cas de référence de l'expertise CSEN, il a été pris une durée de fonctionnement des tranches de 55 ans (50 à 60 ans selon les spécificités des tranches) mais on arrête le calcul en 2030, date à laquelle Fessenheim aura atteint 50 ans.

Les conséquences sont calculées au niveau national. Ainsi, sont implicitement pris en compte, dans l'arrêt éventuel de Fessenheim, les effets de dépenses et donc de nombre d'emplois dans les usines nationales Areva de Chalon, Alstom, les entreprises de BTP, les tuyauteurs, la chaîne de fabrication du combustible nucléaire, etc...et de façon générale tous les fournisseurs contribuant à l'entretien, à l'exploitation et à la mise à niveau des tranches.

L'approche du rapport « Energies 2050 » diffère de la méthode IED de la façon suivante :

En ce qui concerne le coût d'un arrêt immédiat,

- dans la première partie (court terme), le rapport a pris pour hypothèse d'acheter sur le marché l'électricité manquante, alors que dans la méthode IED, il est postulé que des moyens supplémentaires sont construits pour reconstituer un parc électrique permettant de rendre le même service. IED considère, en effet, que renvoyer sans cesse sur le voisin l'approvisionnement énergétique, n'est acceptable que s'il y a une réelle mutualisation des besoins et des moyens, ce qui n'est pas le cas, à ce jour.

- dans la seconde partie (à plus long terme), la méthode utilisée se rapproche de celle d'IED en substituant au nucléaire d'autres moyens de production. Par contre, ces moyens sont exclusivement des moyens de production au gaz alors qu'IED a considéré 2 scénarios possibles : un mix d'EnR et de moyens de production thermique au gaz avec une dominante des énergies renouvelables, et un scénario thermique au gaz.

Par ailleurs, le rapport « Energies 2050 » a pris en compte une extension de la durée de fonctionnement de 20 ans, alors qu'IED s'est limité en moyenne à 15 ans.

Enfin, les coûts du MWh du nucléaire et du gaz pris en compte sont très sensiblement différents. Ceux du rapport Energie 2050 sont issus de la commission Champsaur, ceux d'IED résultent de calculs.

IED a de plus envisagé 2 options :

- un arrêt éventuel en 2016 correspondant à l'hypothèse envisagée par les pouvoirs publics ;
- un arrêt éventuel à l'issue de la période d'autorisation actuelle de fonctionnement de 10 ans au delà de la VD3 soit en Mars 2020, autorisation délivrée par l'autorité de sûreté le 4 juillet 2011 pour la tranche Fessenheim 1 et qui le sera vraisemblablement en 2012 pour la tranche Fessenheim 2.

La date d'arrêt normal du scénario de référence est calée sur une durée de fonctionnement de 40 ans. Elle correspond à la durée de fonctionnement de conception à laquelle IED a rajouté une extension de durée de fonctionnement entre 10 et 20 ans selon les tranches (soit en moyenne 15 ans) (cf : étude expertise sur la durée de fonctionnement des tranches 900 du CNPE de Bugey et sur l'avenir du site de mars 2011).

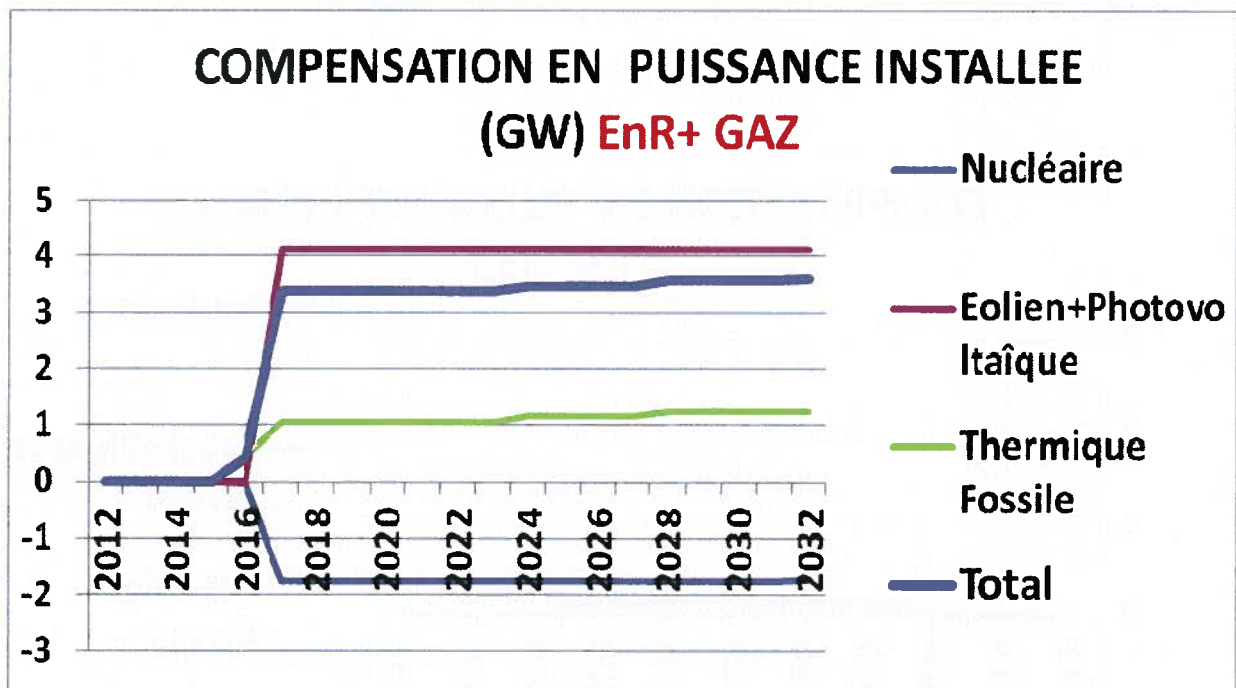
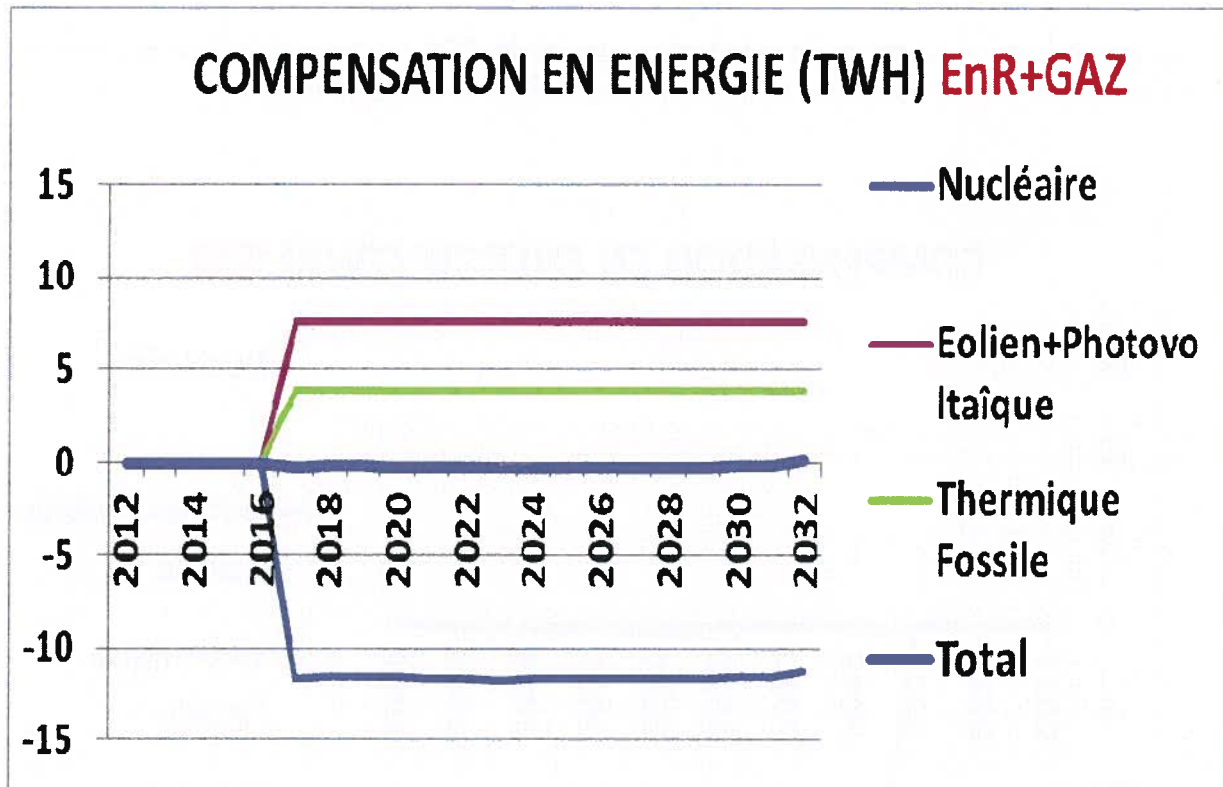
Les figures ci-après montrent, à même service rendu en puissance garantie à la pointe et en énergie, la différence entre les deux situations :

- scénario avec arrêt de Fessenheim en 2016 ou 2020 avec remplacement par d'autres moyens,
- scénario de référence.

Comme il a été indiqué ci-dessus, le scénario de référence est celui proposé par RTE ajusté à la pointe tel que pris en compte dans l'expertise Conséquences d'une Sortie Eventuelle du Nucléaire (CSEN).

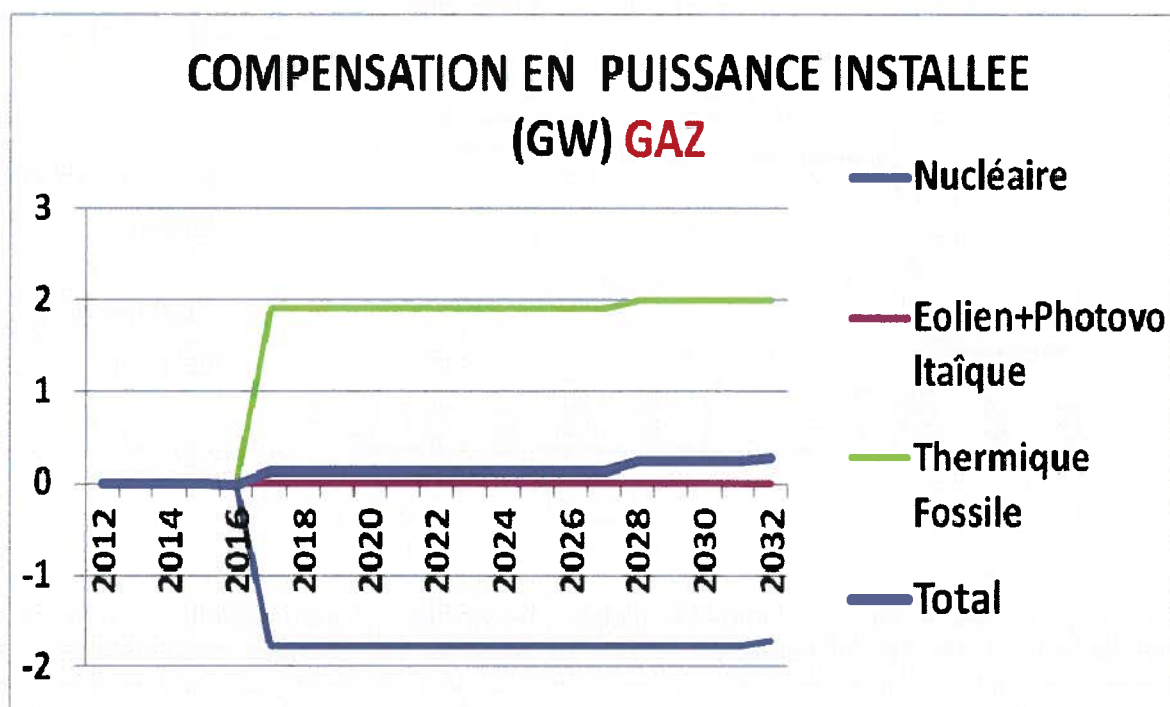
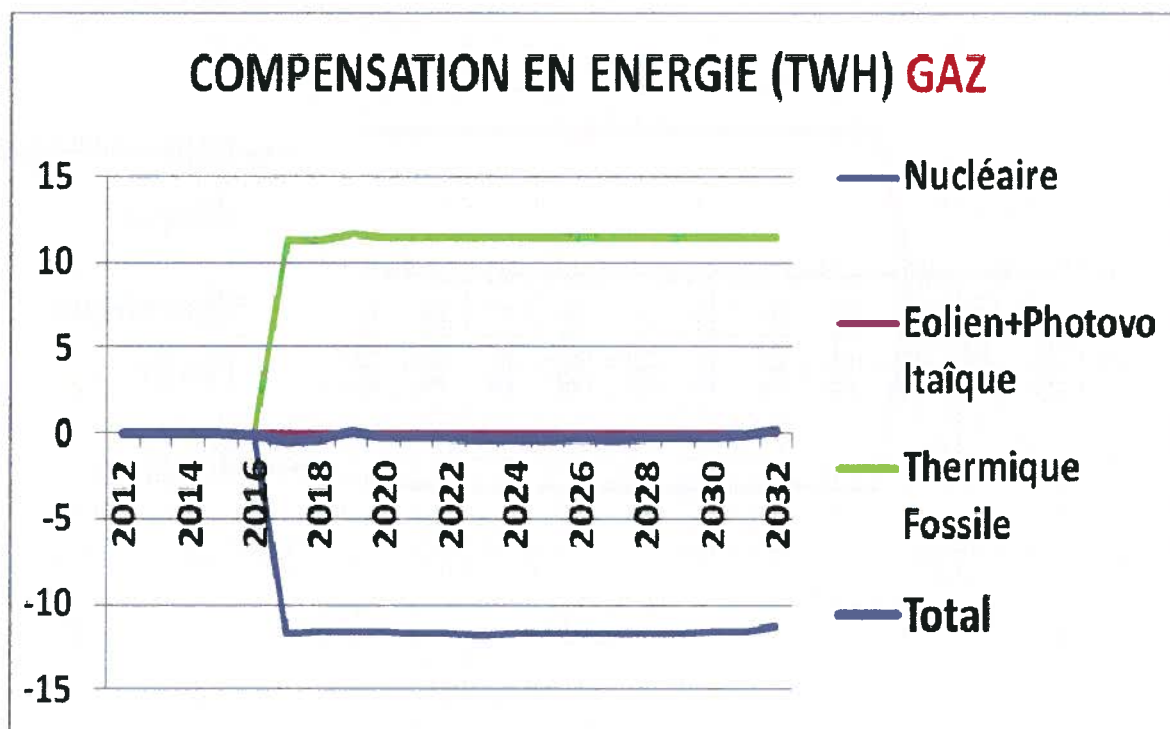
5.2.3 Energie produite et résultats en puissance installée dans les deux scénarios de substitution

Les courbes ci-après sont relatives au scénario SC1 de remplacement de Fessenheim par un « mix » à dominante d'énergies renouvelables et pour un arrêt en 2016.



On constate que la puissance installée globale nécessaire est très nettement supérieure dans le cas d'arrêt de Fessenheim. En effet, les moyens en énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque) ne se substituent, compte tenu de leur intermittence, que partiellement en énergie et très faiblement en puissance à la puissance de Fessenheim. La puissance à installer doit donc être renforcée. Le complément nécessaire en énergie et en puissance est assuré par le thermique fossile.

Les graphiques suivants correspondent au scénario SC2 de remplacement de Fessenheim exclusivement par des moyens de production gaz avec un arrêt en 2016.



Ici, contrairement au scénario précédent, la puissance installée reste voisine puisque la disponibilité des tranches au gaz est semblable à celle des tranches nucléaires.

Les « mix » pour l'option avec arrêt en 2020 sont identiques mais simplement décalés dans le temps.

5.2.4 Résultats économiques

Les résultats sont donnés ci-après en écart entre les scénarios d'arrêt de Fessenheim et le scénario de référence avec prolongation de la durée de fonctionnement de Fessenheim jusqu'en 2032.

Ces écarts sont calculés au niveau national et non local : on admet, en effet, que le déficit de production résultant de l'arrêt de Fessenheim doit être compensé mais, que cette compensation résulte d'une action nationale puisque les moyens de remplacement seront construits dans les zones les plus propices à les accueillir.

5.2.4.1 COÛTS DE PRODUCTION

Les coûts de production indiqués ici, correspondent aux coûts induits par :

- les dépenses fixes : amortissements suite aux investissements de construction, visites décennales, maintenance lourde, rénovations, provisions pour démantèlement pour le nucléaire, etc.
- les dépenses variables : coût de combustible (coût total du cycle de la mine au retraitement pour le nucléaire), coûts de raccordement au réseau gaz et électricité (pour les EnR), exploitation courante.

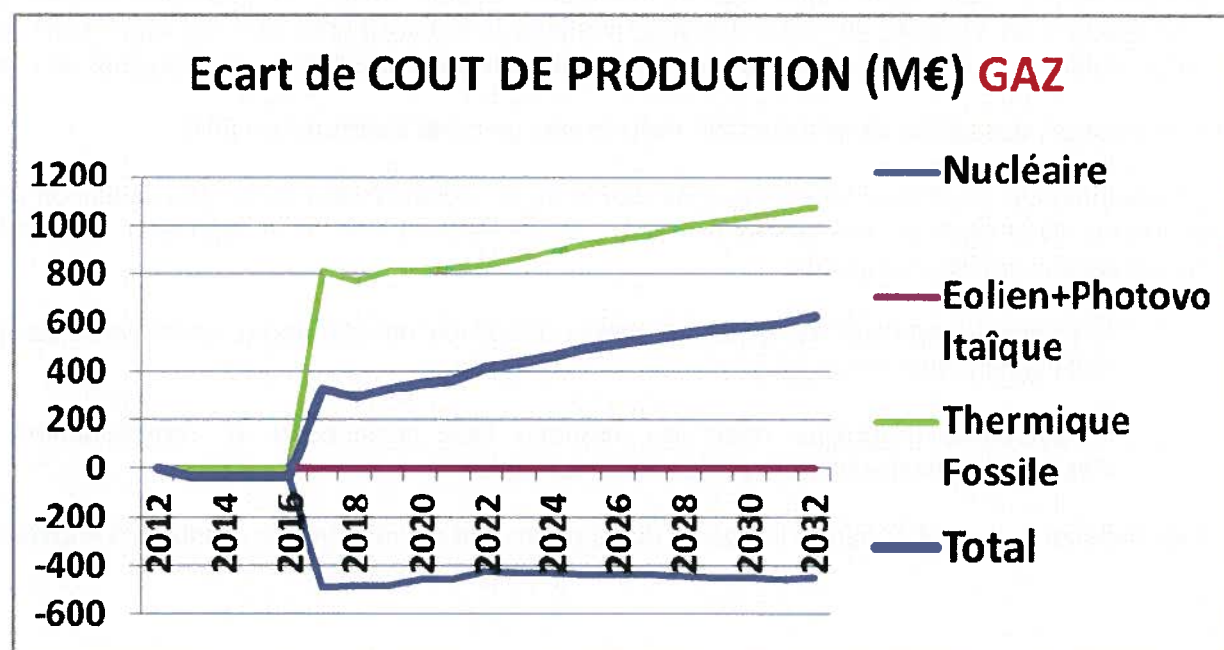
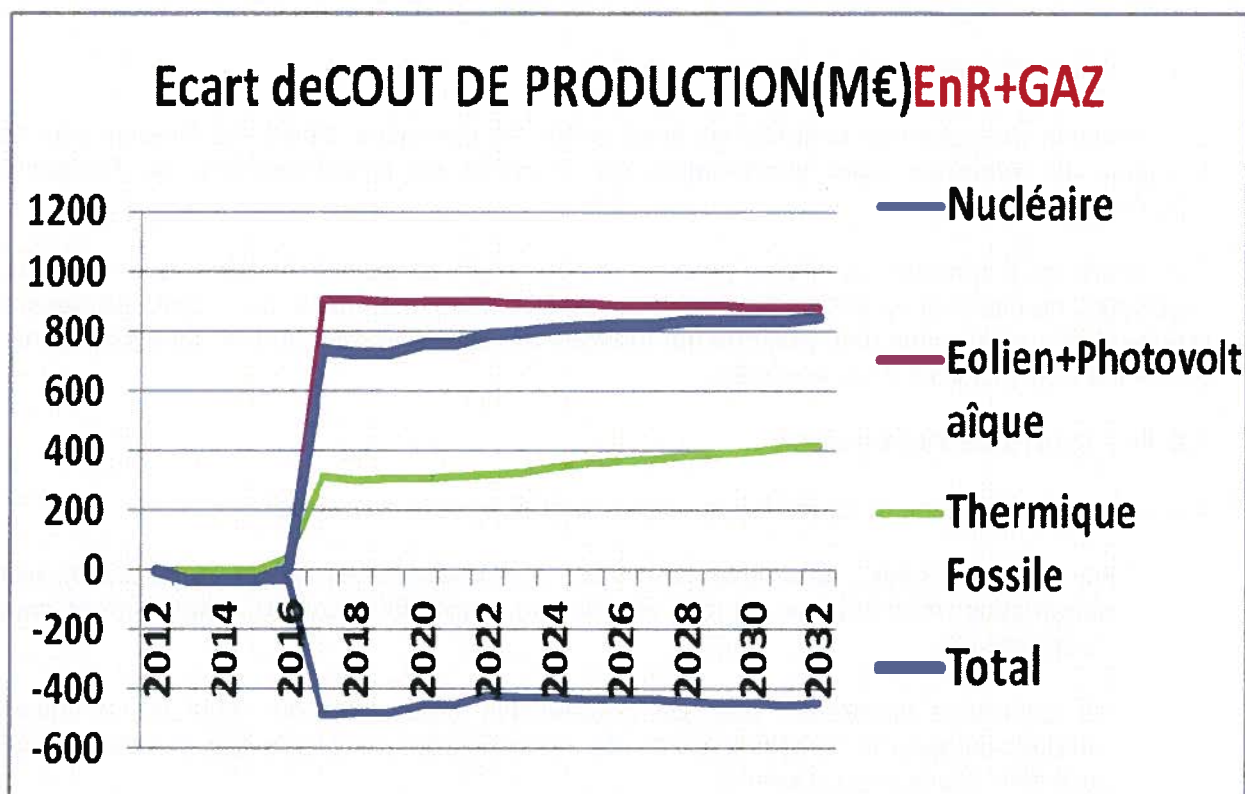
Pour le nucléaire, les coûts fixes de production tiennent compte, outre de celui des visites décennales et des opérations de maintenance lourde (telles les remplacements des Générateurs de Vapeur), de celui des modifications post-Fukushima tant standard palier que celles spécifiques à Fessenheim. Ils incluent aussi les dépenses relatives aux équipes de crise.

a) Evolution des coûts de production induits par un arrêt éventuel en 2016

Les graphiques suivants donnent l'augmentation ou la réduction des coûts de production entre scénarios avec arrêt de Fessenheim et scénario de référence et ce en précisant l'origine de l'écart par de type de production :

- le premier graphique est relatif au scénario SC1 de remplacement en majorité par des EnR (EnR + thermique gaz),
- le deuxième graphique relatif au scénario SC2 correspond au remplacement de Fessenheim exclusivement par du thermique gaz.

Ces variations de coût intègrent les gains et les pertes sur les moyens de production substitués.



Nota : les coûts négatifs correspondent donc à des économies si Fessenheim est arrêté, les coûts positifs à des dépenses supplémentaires.

Commentaires :

Après une première très légère baisse annuelle, éphémère, due à l'« économie » du début de provisionnement des visites décennales à venir de Fessenheim, les coûts de production dès après l'arrêt de Fessenheim remontent fortement pour se stabiliser, pour toute la période étudiée jusqu'en 2030, à un niveau de dépenses supplémentaires de :

- 750 à 800 M€ annuel, par rapport au cas de référence, pour le scénario SC1 à EnR dominantes et ce pendant les 10 ans de fonctionnement supprimés (jusqu'à 2032).

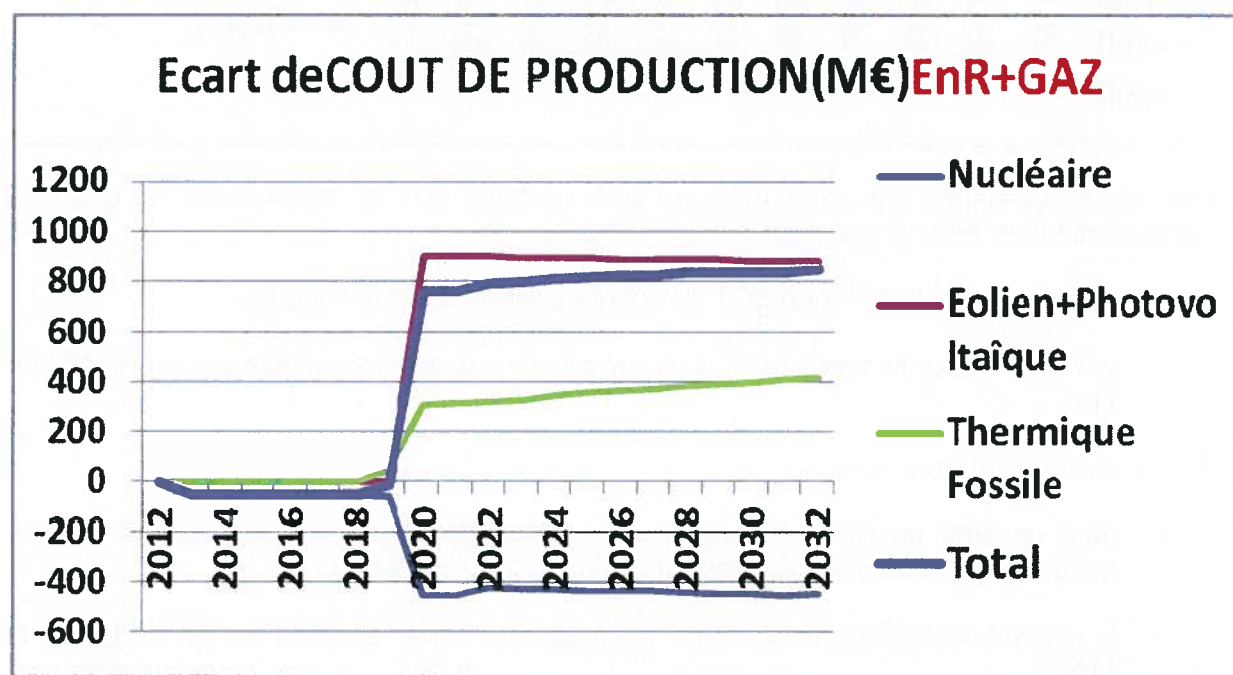
La perte totale financière due à l'arrêt de Fessenheim, calculée par cumul annuel actualisés⁴ à 2012 est, à partir de ces courbes d'environ 5,9 Mds € pour le scénario SC1.

- de 350 à 600 M€ annuel, par rapport au cas de référence, pour le scénario SC2 « thermique au gaz ». Cette variation de 300 à 600 M€ est due à l'hypothèse d'augmentation (scénario moyen) du prix de combustible de 2012 à 2030.

La perte totale financière due à l'arrêt de Fessenheim calculée par cumul annuel, actualisée à 2012 est alors de 3,2 Mds € pour le scénario SC2.

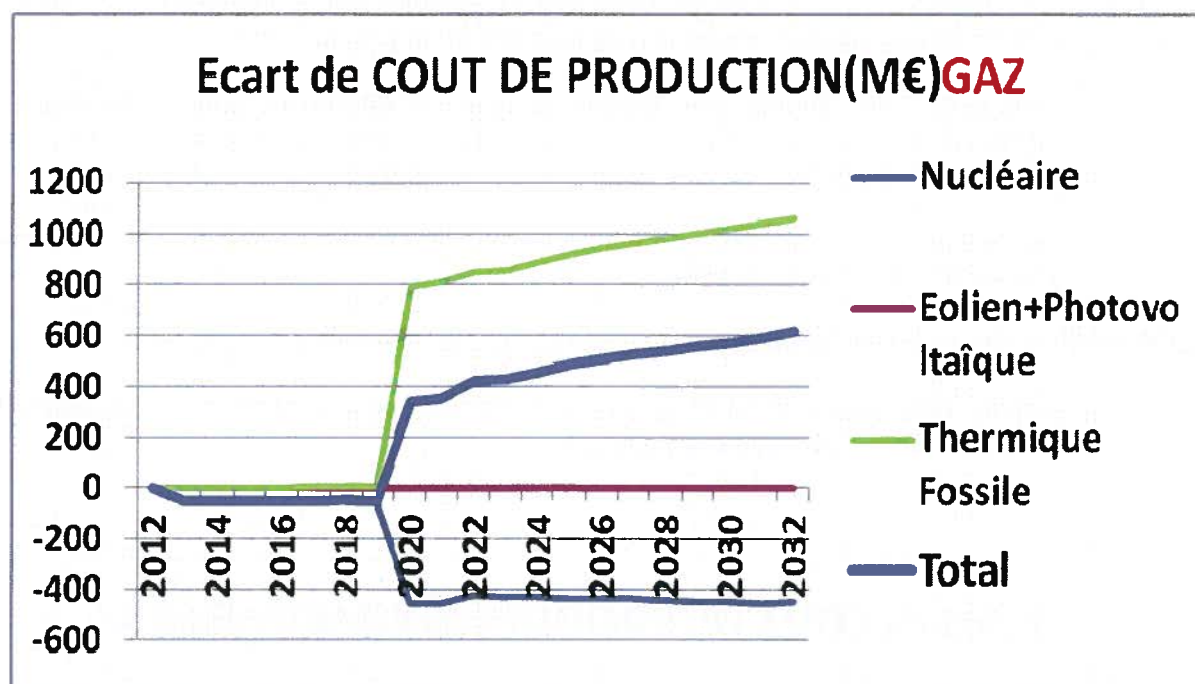
b) Evolution des coûts de production induits par un arrêt éventuel en 2020

- le premier graphique est relatif au scénario SC1 de remplacement en majorité à EnR dominantes (EnR + thermique au gaz),



⁴ Somme de $[(\text{Gain ou perte à l'année } n) / (1 + \text{taux actualisation})^{n-n_0}]$ n_0 : année de référence

- le deuxième graphique relatif au scénario SC2 correspond au remplacement de Fessenheim exclusivement par du thermique au gaz.



Les valeurs de pertes annuelles, pour un arrêt en 2020 sont du même ordre de grandeur et conduisent à une perte globale actualisée à 2012 de :

- 4,1Mds € pour le scénario SC1 de remplacement à EnR dominantes,
- 2,3 Mds € pour le scénario SC2 de remplacement de Fessenheim par du thermique au gaz

En résumé, on voit donc que :

- pour un arrêt en 2016, le surcoût du scénario SC1 EnR dominantes par rapport au scénario SC2 thermique au gaz est de l'ordre de 2 à 3 Mds €,
- le surcoût de l'option arrêt à 2016 par rapport à l'arrêt en 2020 est de l'ordre de 1 à 2 Mds €.

Le tableau ci-après donne la synthèse des résultats sur le bilan financier de l'arrêt de Fessenheim qui se traduit par des pertes estimées à :

Mds €	Arrêt en 2016	Arrêt en 2020
Scénario de remplacement de Fessenheim par 2/3 EnR et 1/3 thermique au gaz (SC1)	5,9	4,1
Scénario de remplacement de Fessenheim exclusivement par du thermique au gaz (SC2)	3,2	2,3

Commentaires :

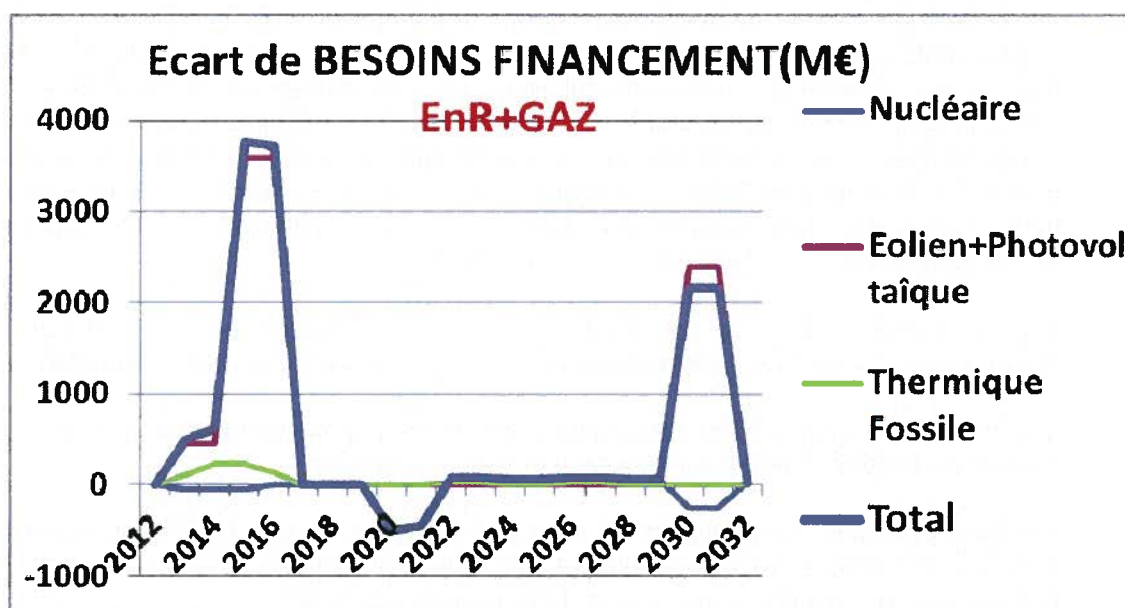
Pour le scénario de remplacement de Fessenheim par du gaz, les résultats ci-dessus diffèrent assez sensiblement de ceux issus de la Commission Energie 2050. Cet écart résulte en particulier des hypothèses prises par la Commission concernant le coût du MWh nucléaire de 25 €/MWh (Commission Champsaur) au lieu de la valeur calculée de 50 €/MWh (rapport IED) ainsi que le coût du MWh gaz pris à 70 € alors que le rapport IED l'évalue à 85 € en 2012 puis croissant au-delà.

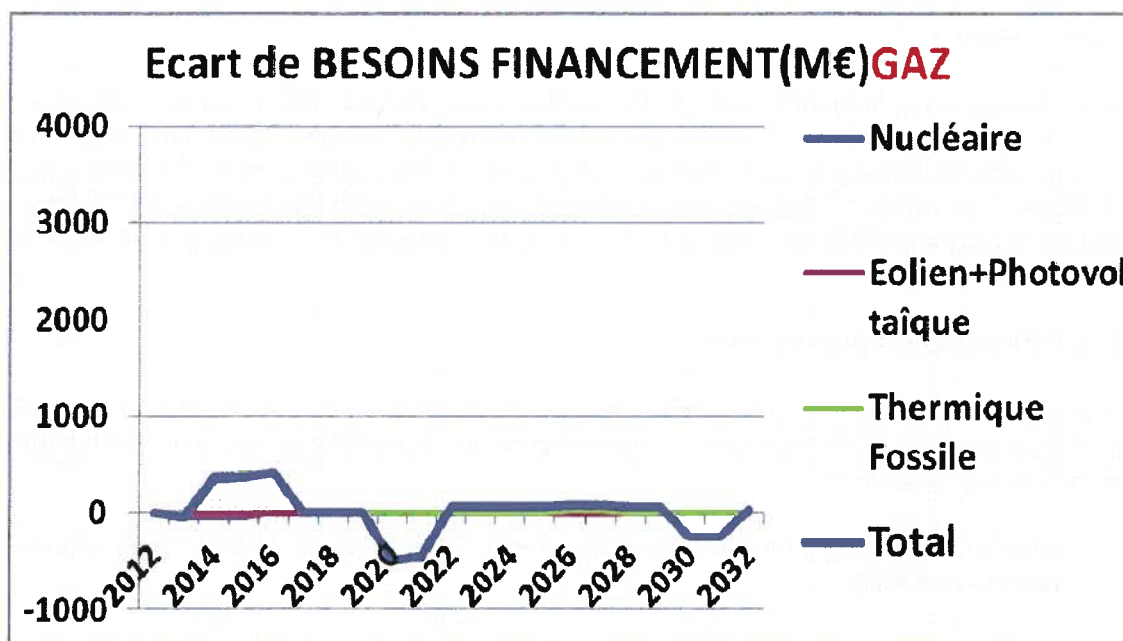
5.2.4.2 BESOINS DE FINANCEMENT

Il s'agit ici des sommes d'argent « frais » requises pour faire face à l'échéancier de dépenses lié aux deux scénarios. Ces sommes correspondent au financement qui doit être mobilisé pour faire face à ces scénarios :

- décennales, modifications post Fukushima, maintenance lourde, puis déconstruction pour le nucléaire,
- investissement de construction, rénovations, puis renouvellement tous les 15 ans pour les EnR (éolien et photovoltaïque).

Les graphiques ci-après correspondent aux 2 scénarios pour un arrêt de Fessenheim en 2016.





Commentaires :

- pour le scénario SC1 à dominante EnR : les besoins de financement annuels dans le cas d'arrêt de Fessenheim sont très largement majorés dans la période 2015-2017 et augmentent ponctuellement de 3,8 Mds €. Au delà, ces besoins restent à peu près semblables, même s'ils accusent quelques pics de baisse en 2018 et 2024 dus aux « économies » faites sur les visites décennales de Fessenheim non réalisées. Le pic correspond au financement pendant quelques années avant l'arrêt de Fessenheim, de la construction des moyens de remplacement, tant en énergies renouvelables qu'en thermique au gaz. Une nouvelle hausse très importante apparaît en 2030 correspondant au renouvellement des EnR construits avant 2016.
- pour le scénario SC2 de remplacement par du thermique au gaz : les besoins de financement annuels sont beaucoup plus faibles que pour le scénario précédent car :
- les tranches au gaz (CCG) nécessitent des investissements beaucoup plus réduits en puissance installée (1/3) pour fabriquer la même énergie,
- à puissance égale, l'investissement pour des tranches au gaz est beaucoup plus faible, mais va, par contre, nécessiter une très forte hausse des dépenses de combustible qui n'apparaissent pas ici puisqu'il s'agit de dépenses courantes.

Il n'y a pas de deuxième pic en 2030, puisque la durée de fonctionnement des tranches au gaz est bien supérieure (30 à 40 ans) à celle des équipements en EnR (15 ans).

L'option d'arrêt en 2020 au lieu de 2016 fait apparaître des courbes de même allure (non reprises ici). Mais l'un des intérêts essentiels de ce décalage de fermeture est justement un report de besoins de financement qui contribue ainsi à un gain financier global très substantiel pour ce scénario.

Globalement le bilan en besoins de financement est très défavorable dans le cas du scénario SC1 (EnR dominant). Le cas le moins défavorable, du point de vue des besoins de financement, serait le remplacement de tranches de Fessenheim par du thermique au gaz (scénario SC2) associé à un arrêt des tranches en 2020.

Nota : Il y a de plus lieu de noter les dédommagements qui devraient être versés aux compagnies d'électricité suisses et allemandes si les tranches de Fessenheim étaient arrêtées en 2016 et qui feront sans nul doute l'objet de négociations.

On sait en effet qu'elles ont été construites et sont exploitées avec une participation financière :

- de la société d'électricité allemande EnBW à hauteur de 17,5%,
- des 3 sociétés de distribution d'électricité suisses AXPO, ALPIQ, et BKW à hauteur de 15%.

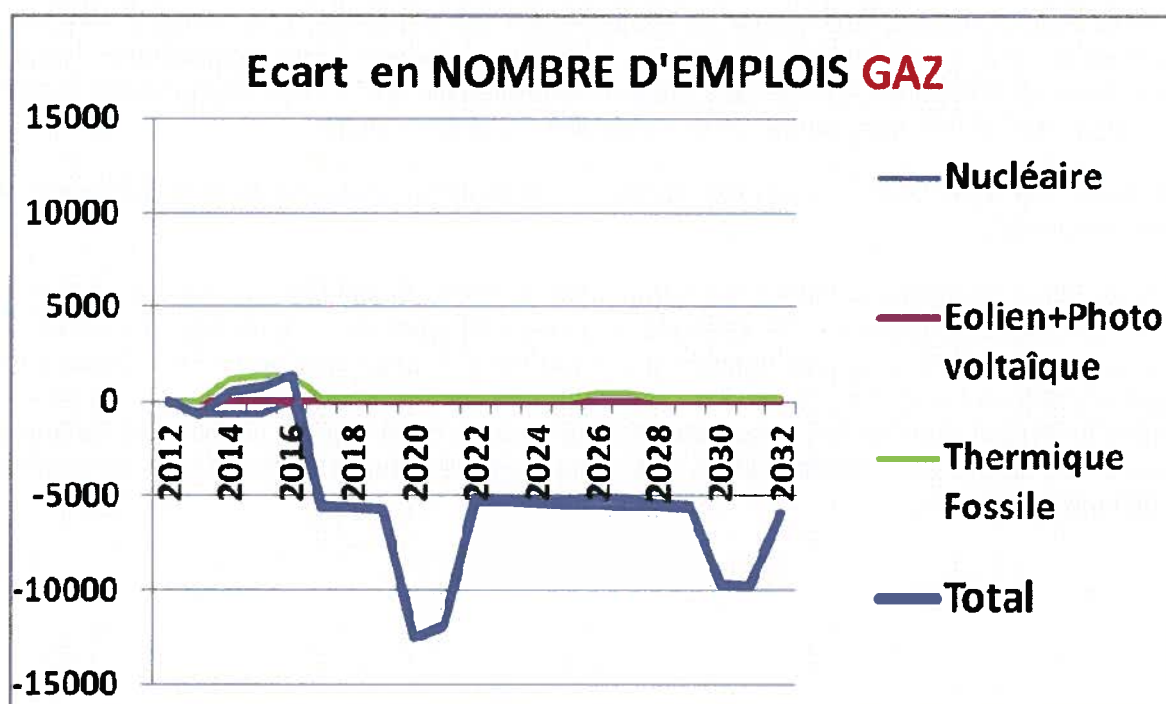
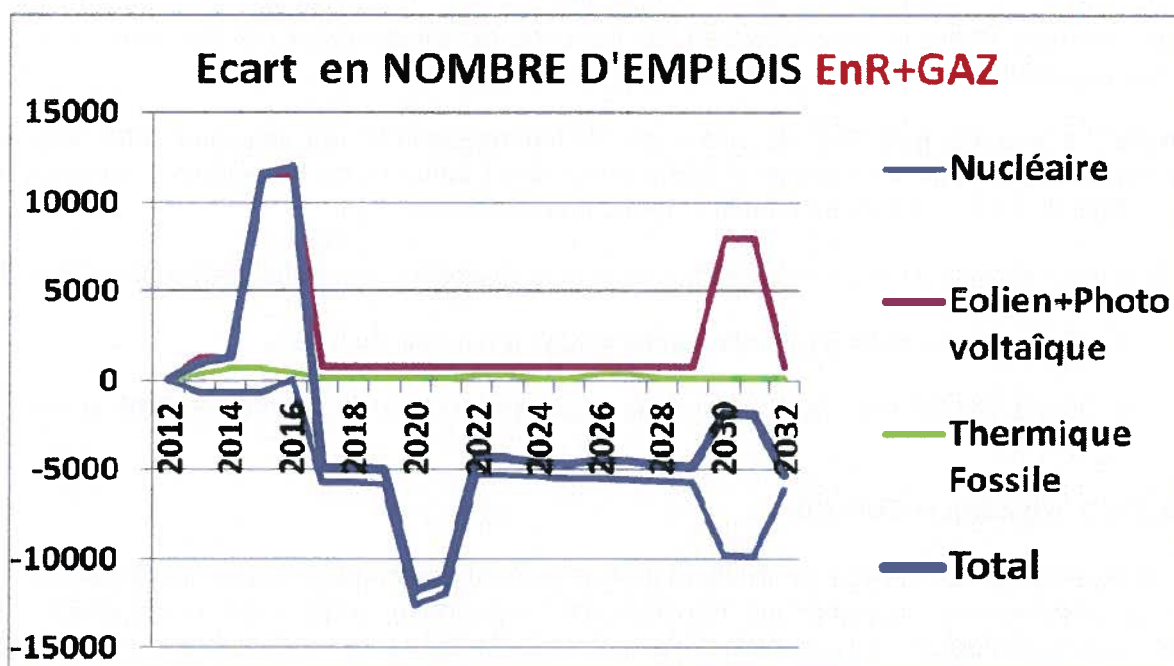
5.2.4.3 NOMBRE D'EMPLOIS

Les emplois qu'IED calcule ici résultent non seulement des emplois locaux liés à l'exploitation et à la maintenance courante des tranches de Fessenheim, mais aussi de tous les emplois nationaux contribuant à l'exploitation, la maintenance courante et lourde, à la rénovation, à la fabrication des équipements associés et à l'exploitation des tranches françaises dont Fessenheim constitue une partie (2 tranches sur 50 tranches). Ces emplois incluent donc l'industrie du combustible nucléaire (extraction minière, enrichissement, fabrication, retraitement) ainsi que ceux liés aux équipes centrales de sûreté dont en particulier les équipes de crise. Par contre, sont exclus de ce calcul les « emplois induits ».

Dans le cas du scénario d'arrêt du nucléaire, les emplois anticipés de déconstruction ont été pris en compte.

Les courbes d'emplois ci-dessous évoquent les courbes de besoins de financement dont elles sont partiellement extraites. En effet les emplois sont calculés à partir des dépenses, par un facteur de conversion tenant compte de la nature des dépenses et de leur localisation. Un facteur différent est pris pour les dépenses d'investissement (générant les besoins de financement) et pour les dépenses d'exploitation ou de combustible. De plus, ce facteur diffère suivant la nature de l'industrie et le type d'équipement considéré (thermique au gaz, tranche nucléaire, éolien, etc..).

Les résultats ci-après sont donnés pour les 2 scénarios et relatifs à l'option d'arrêt à 2016.



Commentaires :

Après une passagère hausse des emplois de 2014 à 2017 de l'ordre de 5 000, correspondant à la construction des moyens de production de remplacement de Fessenheim anticipant son arrêt, la différence se traduit à partir de son arrêt effectif, par une baisse globale permanente du niveau d'emplois de l'ordre de 5 500 sur toute la période étudiée de l'ordre de 13 ans. Les causes de ce résultat sont les suivantes :

- la chute du niveau d'emplois du nucléaire due à l'éventuel arrêt de Fessenheim correspond à la perte d'emplois liée à l'exploitation courante (personnel d'exploitation et emploi d'intervention et de fabrication de composants de remplacement) soit environ 4 000 emplois nationaux, et à la perte d'emplois liée au cycle du combustible nucléaire

pour environ 1 500 emplois. A cela s'ajoutent ponctuellement les pertes d'emplois liées aux 4^{ème} et 5^{ème} visites décennales de l'ordre de 5 000 emplois lors de ces années (fabrication d'équipements lourds et intervention sur site),

- la déconstruction de Fessenheim qui est anticipée de 15 ans entraîne une anticipation de l'augmentation des emplois limitée à 1 millier environ à partir de 2020,
- la reprise de l'emploi en 2028 correspond au renouvellement du parc éolien construit en 2014 ; le pic est donc également éphémère et au-delà de 2032, le déficit en emploi va redescendre pour se re-stabiliser à 5 000,
- le résultat global est donc une perte d'emplois annuelle permanente de l'ordre de 5 000 avec des pointes ciblées de baisse de l'ordre de 5 000 emplois correspondant aux visites décennales annulées ; On peut ainsi constater des déficits ponctuels pouvant atteindre 10 000 emplois. Corrélativement, des pics éphémères de gains d'emplois apparaissent tous les 15 ans lors du renouvellement du parc éolien.

Ce résultat de l'ordre de 5 000 emplois correspond à l'ensemble des emplois nationaux et locaux, hors emplois induits résultant des investissements et de la maintenance de Fessenheim tel que précisé au début de ce paragraphe. Ce chiffre est à rapprocher de la valeur de 1 350 emplois, également hors emplois induits, donné dans le rapport du cabinet SYNDEX, mais qui correspond seulement aux emplois sur la zone d'emplois de Colmar et Mulhouse.

Dans le cas d'un arrêt repoussé en 2020 au lieu de 2016, l'effet sur l'emploi serait retardé d'autant. Cela conduirait à une hausse des emplois entre 2018 et 2020 puis à une baisse se stabilisant à 5 000 au-delà, pouvant atteindre ponctuellement 10 000.

La différence d'une anticipation de l'arrêt de la centrale de Fessenheim en 2016 par rapport à 2020 aurait donc pour conséquence de décaler de 4 ans, l'effet sur l'emploi.

IED est conscient du fait que ces résultats doivent être utilisés prudemment, notamment dans leur calage dans le temps car le nombre d'emploi n'est pas, à tout instant, proportionnel aux dépenses.

5.2.4.4 EMISSIONS DIRECTES DE CO₂

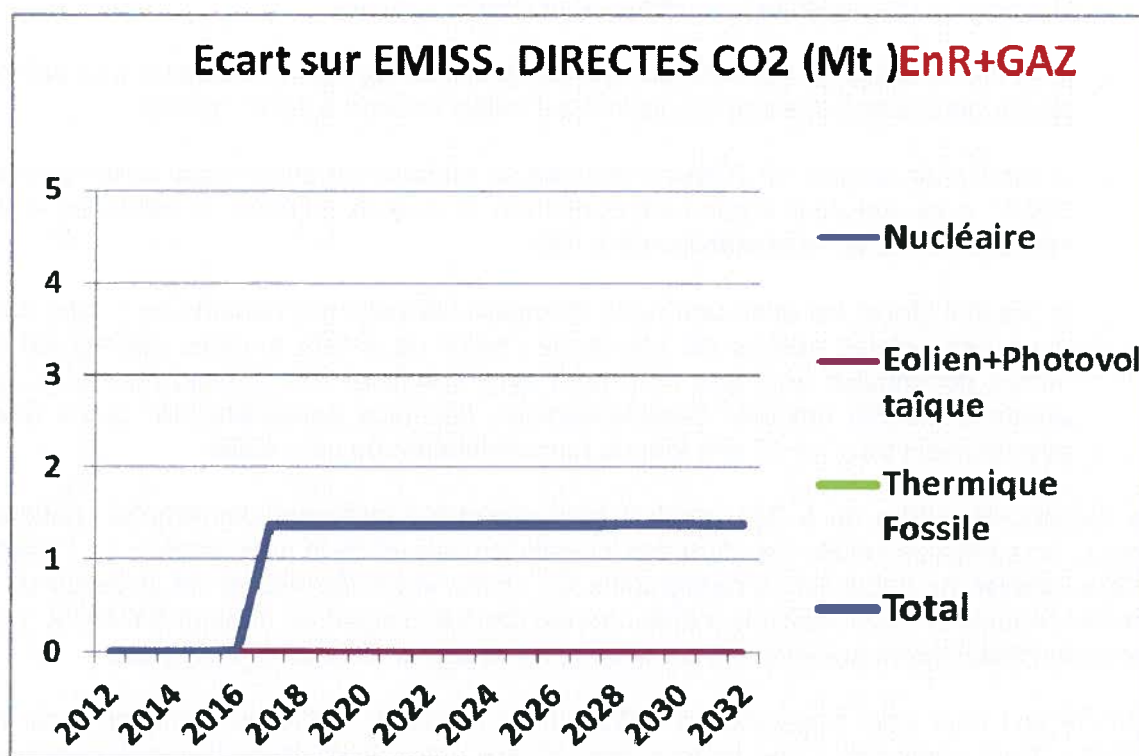
Il y a lieu de noter en préalable que les estimations qui vont suivre n'intègrent pas les rejets de CO₂ liés au cycle de vie complet et ignorent donc ceux produits par la fabrication des éléments constitutifs de tout type d'installations (nucléaire, gaz, éolien, etc...).

Avec les scénarios de remplacement de Fessenheim par :

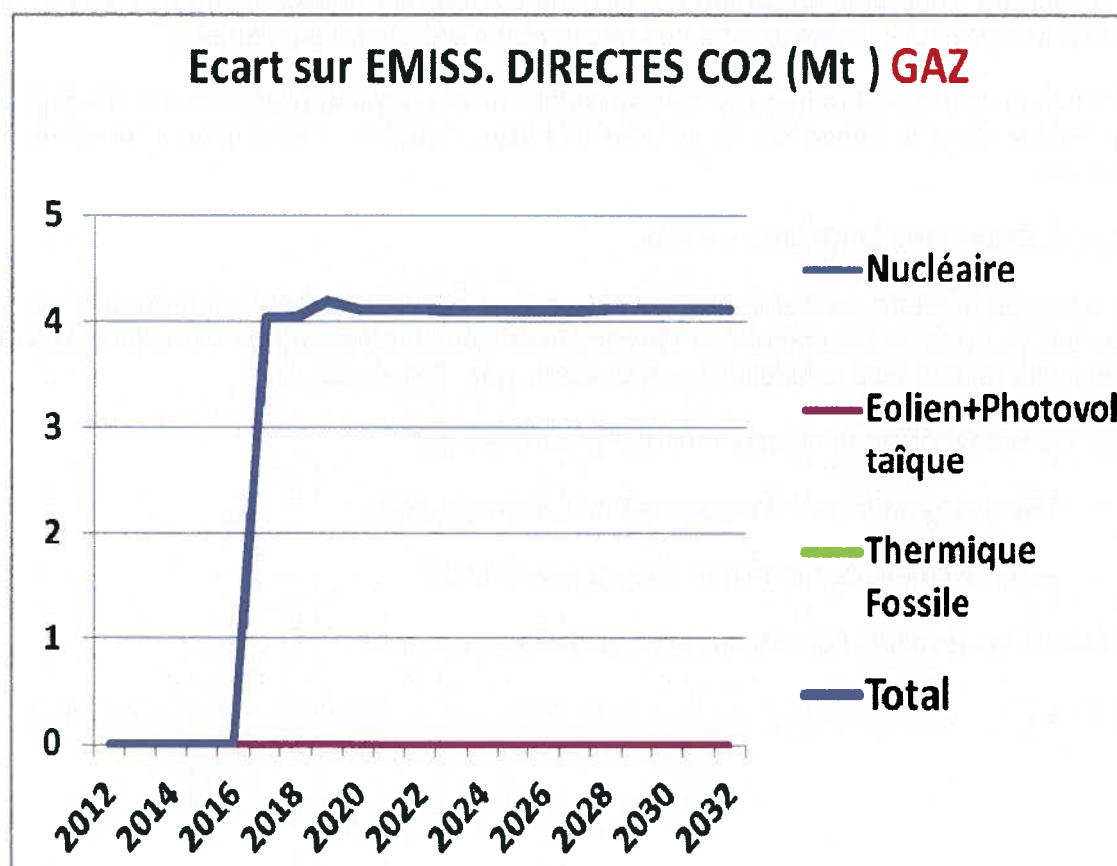
- une très grande part de moyens EnR : scénario SC1,
- exclusivement du thermique gaz : scénario SC2,

on obtient les résultats figurant sur les 2 graphiques suivants :

SC1



SC2



Commentaires :

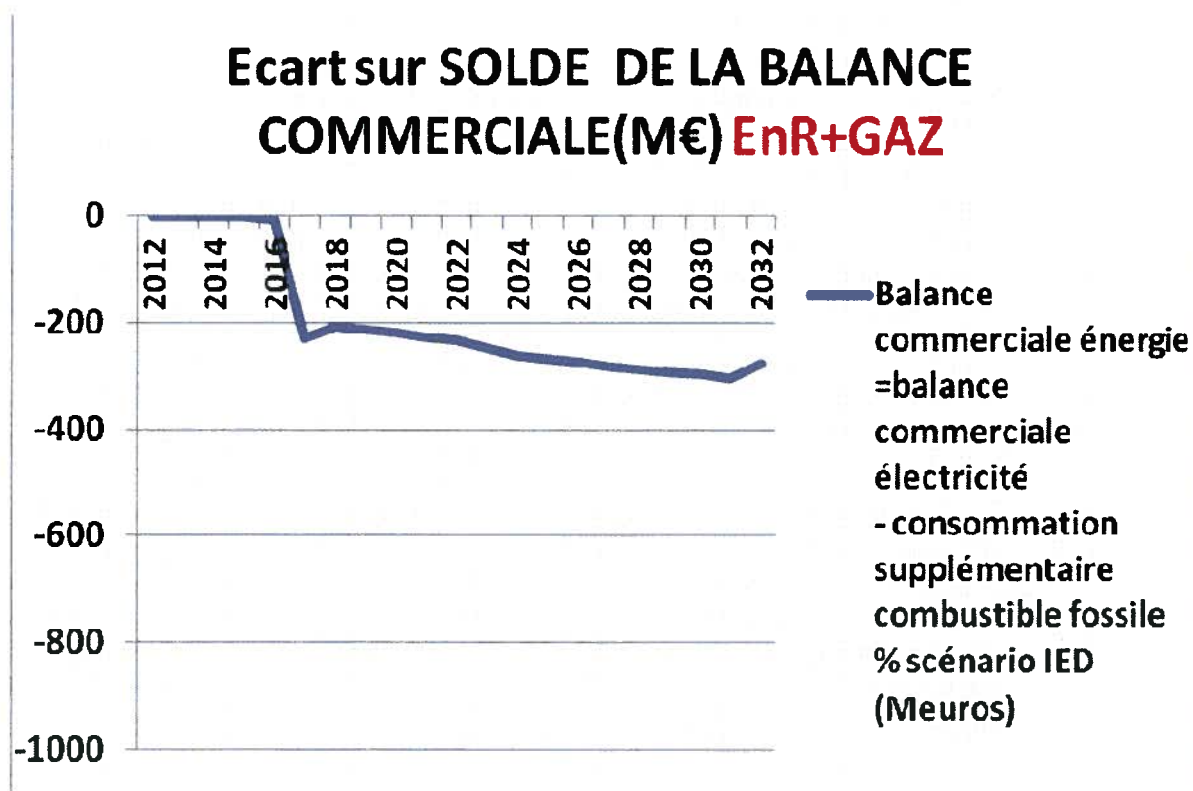
L'arrêt de Fessenheim se traduit pour les 2 scénarios par une émission supplémentaire annuelle de CO₂:

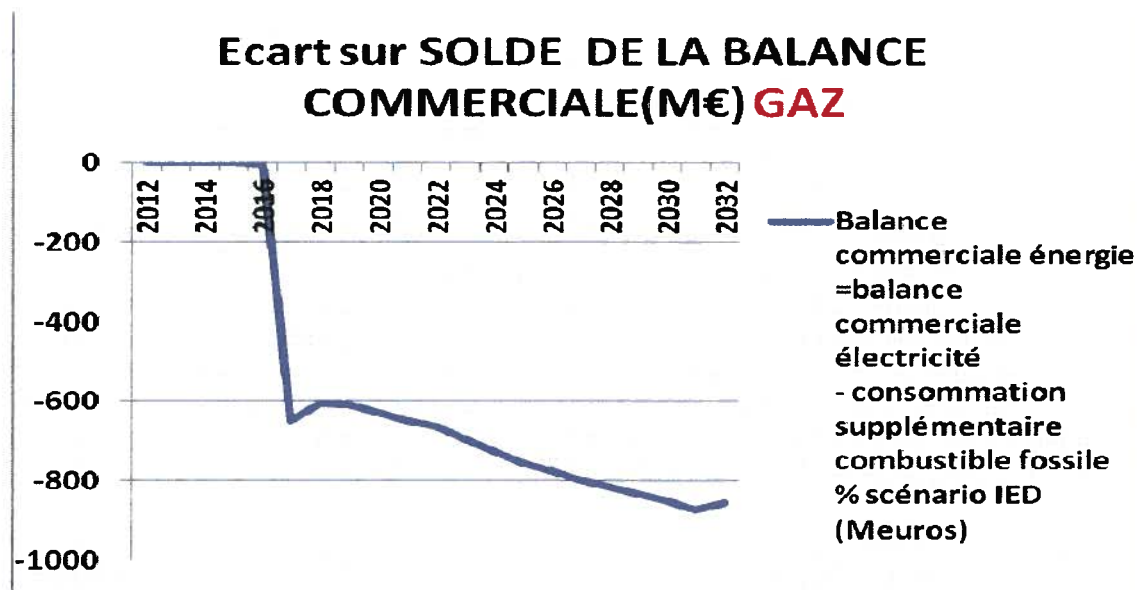
- dans le scénario SC1 de remplacement de centrale nucléaire par des moyens de production importants en énergies renouvelables, ceux-ci ne permettent pas de faire face aux besoins de puissance à la pointe, ni aux intermittences spécifiques aux sources d'énergies renouvelables. Ils doivent être relayés en tant que de besoin par des moyens thermiques au gaz. Ces derniers contribuent à une émission annuelle supplémentaire de CO₂ certes réduite mais non négligeable de l'ordre de 1,5 Mt qui est à comparer aux émissions de CO₂ annuelles globales du scénario de référence qui se situent à une valeur de l'ordre de 25 Mt en 2020.
- dans le scénario SC2 de remplacement de centrale nucléaire par du thermique au gaz, les émissions supplémentaires de CO₂ sont de 4Mt, à comparer également à la référence de 25Mt annuel en 2020.

L'arrêt de Fessenheim se traduit donc quel que soit le scénario par des émissions supplémentaires de CO₂, même lorsque ce remplacement est fait, pour une très grande part, par des énergies renouvelables.

5.2.4.5 CONSEQUENCES SUR LA BALANCE COMMERCIALE FRANÇAISE

Les graphiques ci après indiquent l'effet sur la balance commerciale énergétique. Il s'agit de l'évolution du solde import de combustible combinée au solde export d'électricité, résultant de l'arrêt de la centrale de Fessenheim et de son remplacement suivant les 2 scénarios SC1 et SC2.





Commentaires :

Les 2 scénarios de remplacement de la centrale de Fessenheim alourdissent le solde de la balance commerciale énergétique de la France. Mais le scénario SC1 basé sur les EnR dominantes permet de limiter l'aggravation de ce solde négatif à 200 M€ annuel en 2017 et à 300 M€ en 2030, alors que le scénario SC2 de remplacement par du thermique au gaz alourdit largement ce solde de 600 M€ annuel en 2017 à 900 M€ en 2030.

5.3 Conclusions

Les effets de l'arrêt éventuel de Fessenheim en 2016 apparaissent donc tous défavorables sur les paramètres étudiés, en termes de coût, d'emplois, de besoin de financement, de balance commerciale et d'émission de CO₂ également.

- ◆ le coût de l'arrêt de Fessenheim en 2016, actualisé à 2012, a été évalué à environ 3,2 Mds€ pour le scénario le plus favorable SC2 (remplacement par des Cycles Combinés Gaz) et à 5,9 Mds€ pour le scénario le plus défavorable SC1 (remplacement par 2/3 d'énergies renouvelables et 1/3 de gaz) par rapport à un fonctionnement de la centrale allant jusqu'à 50 ans. La perte liée à un arrêt en 2016 au lieu de 2020 (40 ans de fonctionnement) coûterait 1,8 Mds€ dans le scénario SC1 et 0,9 Mds€ dans le scénario SC2. Les écarts avec les montants donnés dans le rapport « Energie 2050 » résultent notamment de différences sur les hypothèses de coûts.
- ◆ les besoins de financement supplémentaires pour les 5 ans qui viennent sont de l'ordre de 4 Mds€ pour compenser par des moyens de production de remplacement, l'arrêt de Fessenheim.
- ◆ la perte d'emplois au niveau national (directs et indirects) se situe en valeur stabilisée à 5 000 emplois annuellement (hors emplois induits). Ce chiffre est à rapprocher des 1 350 emplois donnés par le rapport SYNDEX pour la seule zone d'emplois Colmar-Mulhouse. Transitoirement, on constate des gains d'emplois élevés (période de construction des moyens de remplacement) et des pertes d'emplois élevées (période des visites décennales annulées de Fessenheim). Mais ils ne sont pas significatifs par rapport à la baisse d'emplois permanente.
- ◆ l'augmentation des émissions de CO₂ allant de 1,5 à 4 Mt par an soit environ 6 à 10% de plus que les émissions prévues actuellement.
- ◆ l'effet sur la balance commerciale énergétique serait une aggravation de son solde débiteur 200 M€ à 600 M€ à partir de 2017 selon le scénario.

6. CONSEQUENCES D'UN ARRÊT DE FESSENHEIM SUR L'ALIMENTATION ELECTRIQUE DU GRAND EST

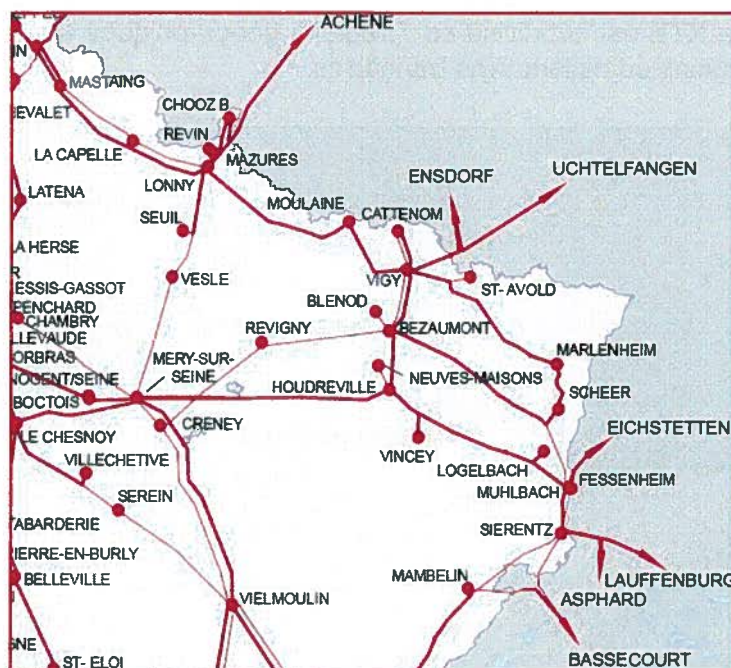
Le réseau THT de RTE est subdivisé en 7 régions géographiques qui ne recouvrent donc pas exactement les régions administratives françaises.



La région Est du réseau RTE couvre pour l'essentiel les régions administratives Alsace, Bourgogne, Lorraine, Franche Comté et une partie de Champagne Ardenne.

En raison de sa position géographique, elle joue un rôle essentiel dans le système européen grâce aux échanges avec l'Allemagne et la Suisse (le bassin du Rhin).

Carte (partielle) du réseau THT de RTE région EST



Les principaux moyens de production sont les suivants :

- ✓ pour la partie nucléaire, on note les centrales de Nogent, Cattenom et Fessenheim (sans Chooz qui fait partie de la région Nord-Est,
- ✓ pour la partie Thermique à Flamme, on dispose de centrales charbon et Gaz (particulièrement en Lorraine),
- ✓ pour la partie Energie Renouvelable, on dispose de la production hydraulique (fil de l'eau et éclusées) le long du Rhin. D'autre part, on assiste à un important développement de l'éolien et du photovoltaïque. Ainsi à fin 2011, on dispose de 1200 MW d'éolien et plusieurs parcs photovoltaïques au sol sont en construction (un parc de 110 MW en Lorraine et deux parcs pour un total de 47 MW en Bourgogne).

La région est exportatrice nette d'électricité et une plaque tournante sur le marché européen de l'électricité. Ceci se traduisant par des flux journaliers importants avec les pays voisins (particulièrement l'Allemagne).

Ainsi pour l'année 2010, la région EST du réseau RTE a produit 85,2 TWh (injection sur le réseau) dont 64.9 pour le nucléaire 11.6 pour le thermique classique, 8,1 pour l'hydraulique, 0.1 pour l'éolien et 0.5 des réseaux distributeurs, Elle a consommé 59,5 TWh (soutirage) soit un solde positif de l'ordre de 25 TWh dont une bonne partie vers l'étranger. Dans le cas particulier de Fessenheim, les électriciens allemands et suisses ont une participation financière globale de 32.5 %, ce qui représente une fourniture d'environ 4 TWh par an.

Mais d'ici 2020, le paysage énergétique de la région devrait être profondément modifié avec la fermeture programmée des centrales nucléaires allemandes et le déclassement partiel des centrales nucléaires belges ou même suisses.

En Allemagne, le moratoire de mars 2011 a entraîné la fermeture de 8 tranches nucléaires représentant 8280 MW. Les tranches de Neckar 1, Phillipsburg 1, Biblis A et B sont dans la vallée du Rhin donc proches de la France. Les 9 autres tranches encore en service (soit 12 GW) doivent fermer au plus tard en 2022. Il faut cependant noter que l'Allemagne a programmé la construction de 23 tranches THF (lignite, charbon ou gaz) remplaçant en partie les centrales nucléaires arrêtées.

La situation est floue en Belgique. La découverte, à l'été 2012, de défauts circonférentiels dans l'acier des viroles des cuves Doel 3 et Tihange 2 laisse planer un fort doute sur le fonctionnement ultérieur de ces tranches. Si ces défauts sont rédhibitoires vis-à-vis de la sûreté de ces cuves, la Belgique devra faire face à une perte brutale de 1800 MW et serait amenée à un réexamen de sa politique de production d'électricité.

En Suisse, la poursuite du fonctionnement de Mulheberg 1 n'est pas assurée après 2013.

En France, l'application de la réglementation européenne sur les Grandes Installations de Combustion (Directive GIC) conduit à l'horizon 2016 à une baisse de la puissance installée en centrales Charbon de 3,9 GW et la Directive IED (Directive sur les Emissions Industrielles) pourrait provoquer la fermeture de six des huit groupes fioul soit une réduction supplémentaire de la puissance installée de 3,8 GW. Le parc de cogénération subit actuellement une réduction importante du volume fonctionnant sous obligation d'achat, liée à des fins de contrats signés il y a une douzaine d'années. Ceci se traduira en 2016 ou 2017 par une réduction d'environ 3 GW par rapport au parc en service en 2012.

Par contre, on doit prendre en compte quatre nouveaux CCG (Cycle Combiné Gaz) attendus pour 2017, soit une puissance de 1,8 à 2 GW

Au total par rapport à 2012, la baisse de la puissance installée du THF (Thermique à Flamme) sera en 2016-2017 de 8 à 9 GW.

Le rythme de développement de l'éolien devrait se situer entre 800 et 1000 MW, même s'il est moitié moindre, depuis cette année, par an, et le photovoltaïque à 500 MW par an. Mais on doit souligner que le caractère aléatoire de ces productions et leur faible facteur de charge annuel respectivement 20% à 25% pour l'éolien et de 10 à 12% pour le photovoltaïque rendent difficile leur intégration dans l'équilibre production-consommation du système électrique. On peut ici souligner que la perte de 8 à 9 GW de THF rendra plus délicate la conduite du réseau français.

On peut noter par ailleurs la mise en service de l'EPR de Flamanville en 2016 ou 2017 soit 1,6 GW.

C'est dans ce contexte que viennent se rajouter les problèmes liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim à fin 2016, décision annoncée par le Président de la République. Ceci représente une perte de 1,8 GW qui, en termes de puissance (au niveau national), est à peu près l'équivalent de l'EPR.

RTE souligne dans le « Rapport Prévisionnel 2012 » que des mesures d'accompagnement doivent être anticipées et plus particulièrement des études techniques doivent être menées sur les conséquences de cet arrêt sur l'exploitation du système électrique de la région Est (répartition des flux, tenue en tension ...) en prenant en compte l'évolution de la production et de la consommation de l'environnement de Fessenheim tant en France qu'en Allemagne.

Tenue en tension du réseau EST

RTE a réalisé au premier semestre 2012 une étude sur la tenue en tension du réseau Est dans l'hypothèse d'une fermeture de Fessenheim en tenant compte de la « mutation énergétique allemande » (arrêt programmée des centrales nucléaires et arrivée massive des énergies renouvelables éolien et photovoltaïque).

Cette étude met en avant l'impact de cette mutation énergétique sur la sécurité du réseau allemand : ainsi on aura à faire face à de très forts transits Nord-Sud, avec des pertes réactives importantes générant des problèmes de baisse de tension dans le Sud (bassin de la Ruhr). Cette situation sera aggravée par la perte des capacités de réglage des centrales nucléaires arrêtées. Du côté allemand, un plan de compensation réactive de 30 000 MVar (Volts Ampères réactifs) sur 70 postes à l'horizon 2022 est à l'étude.

Du côté français, réseau EST, RTE a entrepris une étude de robustesse de la tenue en tension à 10 ans (hiver 2021/2022).

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- ✓ Puissance maximale appelée : 13 200 MW. La valeur 2010 était de 11 423 MW

Moyens de production :

- ✓ 0 FSH, 4 Cattenom, 2 Nogent
- ✓ 4 CCG (Emile Huchet 7 et 8, Croix de Metz, Blénod 5)
- ✓ 1000 MW Hydraulique (1500 max)

Les résultats de l'étude comparent le réseau dans deux situations N et N -1. Dans la situation N toutes les lignes et les centres de production sont opérationnels. Dans la situation N -1, on perd soit un moyen de production important (par exemple une tranche de Cattenom) soit une ligne du réseau RTE.

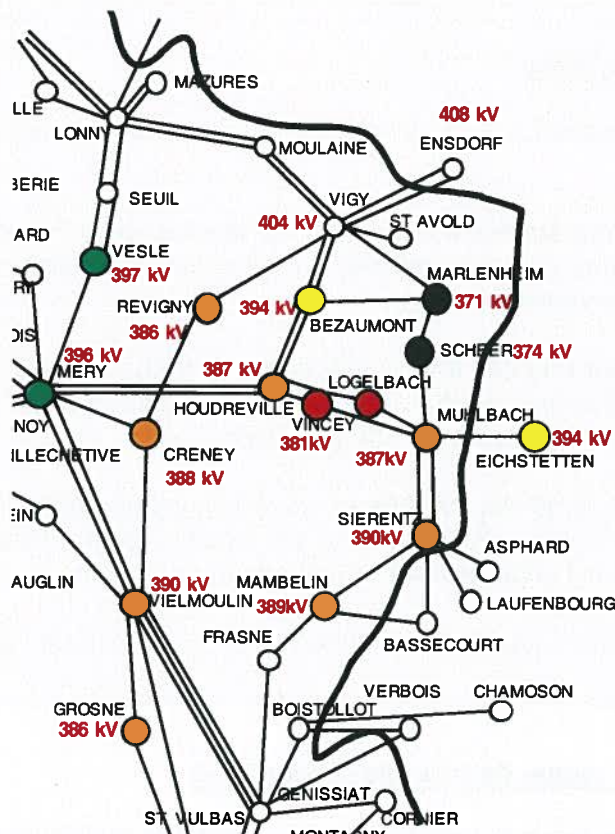
Comme on est connecté au réseau allemand, on a considéré deux hypothèses supplémentaires : plan de tension tenu en Allemagne, ou plan de tension plus bas.

Dans la première hypothèse (plan de tension tenu en Allemagne), un certain nombre de mailles du réseau français (Marlenheim, Scheer) sont en situation N autour de 380 kV (au lieu de 400 kV). En situation N -1 à la maille Marlenheim, on descend à 360 kV.

Dans la deuxième hypothèse (plan de tension plus bas en Allemagne), ces mailles (Marlenheim, Scheer) sont en situation N autour de 370 kV (au lieu de 400 kV). En situation N°-1 à la maille Marlenheim, on descend à 350 kV.

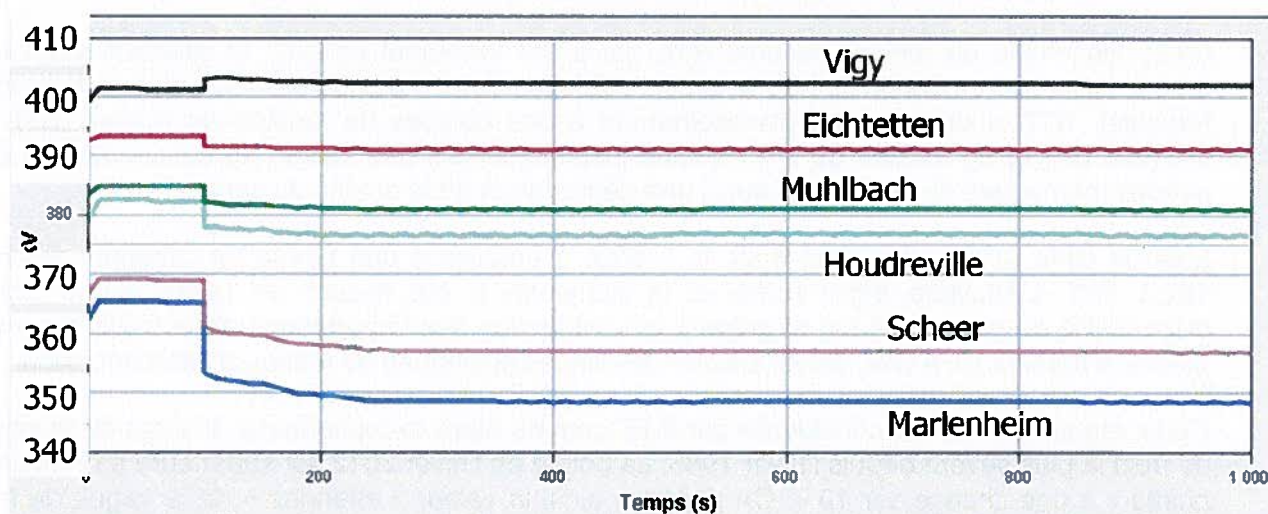
Plan de tension bas en Allemagne. Situation N sur le réseau EST de RTE

Exemple à Marlenheim tension à 371 kV



Plan de tension bas en Allemagne. Situation N-1 sur le réseau EST de RTE

Exemple : à Marlenheim la tension baisse jusqu'à 350 kV



Cette dernière situation est particulièrement dégradée, mais RTE n'a pas détecté de risque d'écroulement généralisé de la tension.

Devant cette situation RTE va entreprendre de nouvelles études communes avec les GRT allemands.

Pour RTE, il faut encore préciser l'impact réseau de l'arrêt de Fessenheim :

- ✓ a-t-on besoin de mettre en œuvre des renforcements réseau et/ou des moyens de compensation de la puissance réactive ?
- ✓ doit-on maintenir sur le site de Fessenheim des moyens de production, si oui à quel niveau ?

Tenue en tension du réseau

Le long d'une ligne électrique la tension baisse proportionnellement à la longueur du fait de l'impédance.

En courant alternatif, l'impédance est fonction de la résistance électrique (R) de l'effet selfique (L) et de l'effet capacitif (C). L'effet self tend à faire chuter la tension de la ligne, alors que l'effet capacitif tend à faire remonter la tension.

Les lignes aériennes ont une self importante ce qui entraîne de grandes chutes de tension sur de longues distances comme en Allemagne où entre la Mer du Nord et le bassin de la Ruhr ou la Bavière la distance est de l'ordre de 500 à 700 km.

La tension en bout de ligne est rétablie grâce à l'enclenchement de condensateurs installés dans les postes. A l'inverse, l'augmentation de tension dans un câble sous-terrain ou sous-marin du à l'effet capacitif important sera compensée par l'action de selfs.

Les groupes de production participent au maintien de la tension tant à la hausse qu'à la baisse.

Enseignements de la vague de froid de février 2012

Lors de cette vague de froid, la tranche 2 de Fessenheim était à l'arrêt (visite décennale) et la tranche 2 de Cattenom a eu une panne d'alternateur le 10 février. Ceci représente au total un manque de puissance disponible de 2200 MW. Ce manque de puissance n'a pas posé de difficulté particulière sur le réseau Est, d'autant plus que, au même moment, la France importait suivant les heures de 1000 à 3000 MW d'Allemagne.

C'est l'ensemble du réseau national RTE qui a été fortement sollicité, la situation étant très tendue particulièrement en Bretagne et en PACA (les deux « presqu'îles » du réseau électrique français). RTE a dû procéder transitoirement à des baisses de tension du réseau THT de 5% (une baisse de tension de 5% entraîne instantanément une baisse de consommation des usages thermiques de 10%, mais aussi une dégradation de la qualité du service ...).

Lors de cette même vague de froid, la France a enregistré une pointe de consommation de 102,1 GW. L'équilibre entre l'offre et la demande a été assuré en raison d'une bonne disponibilité du parc nucléaire et grâce à la contribution des importations d'électricité des pays voisins à hauteur de 9 GW, valeur proche des limites physiques du réseau d'interconnexion.

Cette vague de froid est considérée par RTE comme étant exceptionnelle. Il s'agit de la vague de froid la plus sévère depuis l'hiver 1985. La pointe de l'hiver 2012 est supérieure à l'indicateur pointe « à une chance sur 10 ». On dépasse ainsi la valeur « attendue » de la vague de froid décennale retenue pour le dimensionnement du parc. On n'ose pas évoquer ici l'hiver de février 1956 qui est « hors dimensionnement » par rapport aux critères retenus par RTE ...

Commentaire IED

Il nous apparaît que les risques (à moyen terme, soit après 2015) sur le réseau Très Haute Tension (THT) Est ou même français ne sont pas spécifiquement liés à l'arrêt éventuel de Fessenheim, mais plutôt au problème plus global du déclassement en France du Thermique à Flamme (charbon et fioul, tant EDF qu'E.ON). Ce déclassement de 8 à 9 GW de puissance n'est compensé ni par les 1,8 à 2 GW de tranches thermique CCG ni par la mise en service de 4 à 5 GW d'éolien et de 2,5 MW de Photovoltaïque dont on connaît le caractère aléatoire (ils ne sont pas là quand on en a « vraiment » besoin) et le faible facteur de charge.

De plus, l'arrêt programmé des centrales nucléaires allemandes et la menace de fermeture des centrales nucléaires belges ou suisses rendent encore plus critique la situation de cette région de l'Europe.

Dans ce contexte, l'arrêt de Fessenheim ne viendrait qu'aggraver la fragilité du système électrique de la région EST et plus généralement du système électrique européen (France, Allemagne, Belgique, Suisse).

Une étude récente de RTE sur la robustesse de tenue en tension du réseau EST montre, qu'en cas d'arrêt de Fessenheim, on peut craindre à l'horizon de l'hiver 2021/2022 une dégradation du niveau de tension jusqu'à 360 kV dans certaines mailles. La situation se dégrade un peu plus en cas de plan de tension bas en Allemagne. On atteint alors 350 kV.

Il est nécessaire, dans ces conditions de renforcer le réseau et d'installer des moyens de production permettant d'assurer le même service en énergie annuellement produite (TWh) et en puissance (GW) lors des pointes de consommation.

7. REGARD SUR LES EXPERTISES EXTERNES

7.1 Rapport RESONANCE

Dans le contexte de la loi cantonale sur la protection contre les installations nucléaires, le Domaine de Protection de la Santé (Département de la Santé, canton de Bâle-Ville) a mandaté le bureau Résonance Ingénieurs-Conseils SA pour l'élaboration d'une expertise concernant « l'appréciation du risque sismique » sur la centrale nucléaire de Fessenheim.

L'objectif principal est de savoir si la sûreté sismique de la centrale nucléaire française de Fessenheim correspond à l'état actuel de la science et/ou de la technique.

L'étude s'appuie sur les documents officiels de l'IRSN, d'EDF mis à disposition et des documents publics mais aussi sur une étude suisse ne concernant pas Fessenheim.

Si on fait un peu d'histoire, il faut savoir que l'HSK (Autorité de Sûreté Suisse) a demandé en 1999 aux exploitants des 4 centrales nucléaires de Suisse une redéfinition du risque sismique selon les méthodes probabilistes les plus récentes, et notamment de quantifier de la manière la plus complète possible les incertitudes des résultats des calculs. Pour répondre à la demande de l'HSK, les exploitants de centrales nucléaires ont passé commande du projet PEGASOS (analyse probabiliste du risque sismique pour les sites nucléaires de Suisse). En s'appuyant sur une nouvelle méthode développée en 2000 aux Etats-Unis, le risque sismique a été déterminé dans ce projet en prenant le plus possible en compte le niveau de connaissance des spécialistes internationaux compétents en la matière. Les travaux de projet proprement dits ont commencé en 2001 pour s'achever à l'été 2004.

Pour ce projet, on se situait au niveau 4 en ce qui concerne le nombre d'experts consultés, c'est-à-dire que 4 groupes de 4 experts différents ont réalisé chacun leur zonage sismique et une synthèse en a été faite à la fin.

C'est de cette étude que RESONANCE a tiré ses conclusions sur Fessenheim qui n'était concerné qu'à la marge et pas spécialement étudié. Certaines études d'expert considèrent donc que Fessenheim est dans la même zone sismotectonique que Bâle ce qui conduit suivant la méthodologie à transférer directement le séisme de Bâle sous le site d'où la magnitude 6.9.

D'après les experts de TEGG, ce n'est pas évident car le schéma que les géologues connaissent est l'affrontement de 2 formations : l'une est celle du Bassin Rhénan et serait inactive et l'autre une structure contenant le Jura, orthogonale à la précédente, qui serait active. TEGG considère que Fessenheim appartient à la première et Bâle appartient à cette dernière. Ceci est donc encore un sujet de débats d'experts.

Les conclusions de l'étude PEGASOS-RESONANCE seraient une sous-évaluation de l'aléa sismique due :

- ◆ à une interprétation trop optimiste des caractéristiques clefs du séisme de Bâle de 1356 servant comme séisme de référence,
- ◆ à une sous-estimation de sa magnitude et une surévaluation de la distance minimale à la Centrale Nucléaire à laquelle un tel séisme pourrait survenir (EDF et IRSN),
- ◆ au fait de ne retenir aucun séisme local comme séisme de référence (EDF uniquement),
- ◆ à une prise en compte insuffisante des incertitudes des données de base, et en particulier l'utilisation de relations statistiques moyennes pour la détermination des accélérations du sol pour le ou les séismes de référence avec, comme conséquence, une probabilité conditionnelle de 50 % que les accélérations retenues soient dépassées (faiblesse de la méthode prescrite par la RFS 2001- 01, EDF et IRSN).

Comme le rappelle P. LABBE, expert en séisme de l'Entreprise et ancien président de l'Association Française de Génie Parasismique, rencontré à ce sujet, Résonance utilise les hypothèses de PEGASOS en dehors de leur contexte, et, à son avis, de façon abusive pour les raisons suivantes :

PEGASOS est un exercice PSHA (Probabilistic Seismic Hazard Assessment ou Evaluation probabiliste de l'aléa sismique) sur des sites en Suisse. Concernant la localisation de la limite nord de la zone de Bâle, il s'agit seulement de placer quelque part une limite à la zone dans laquelle le séisme peut se produire avec une égale probabilité. La position exacte de cette limite a une influence très faible sur le résultat en Suisse et il n'est pas choquant que deux des quatre groupes d'experts l'aient placée à une distance de 10 à 20 km de Fessenheim (ce qui au passage n'est quand même pas sous le site). Ceci appelle deux remarques :

- a) Etant donné son peu d'influence, on peut donc douter du fait que cette localisation ait fait l'objet d'études approfondies dans le cadre PEGASOS, comme il serait nécessaire de la faire pour Fessenheim car dans ce cas la position de la limite aurait une grande importance.
 - b) Il y a donc à son avis une certaine malhonnêteté intellectuelle de la part de Résonance à utiliser cette limite extraite d'une approche probabiliste où elle a peu de poids pour la replacer dans une démarche déterministe où elle a un poids considérable.
- P.LABBE formule, enfin, 3 critiques importantes :
1. La comparaison avec d'autres résultats de PSHA est pour le moins surprenante puisque l'aléa estimé en Suisse est supérieur à celui que les experts de la question (Budnitz et al.) ont déterminé pour le site de Krsko (Slovénie). Or à l'échelle de l'Europe, la sismicité des Balkans est bien supérieure à celle de la Suisse.
 2. Il n'y a dans PEGASOS aucune confrontation à des observations instrumentales qui permettraient de recalibrer les modèles aux faibles périodes de retour.
 3. Il n'y a pas de confrontation à la sismicité historique.

Par ailleurs, le rapport RESONANCE semble ignorer la notion de Séisme De Dimensionnement qui a été mise en place au début de la construction des tranches nucléaires pour tenir compte des incertitudes sur la détermination de l'aléa sismique et qui, de ce fait, procure des marges importantes.

En conclusion de son rapport, RESONANCE reconnaît que les bâtiments nucléaires recèlent de grandes marges de résistance vis-à-vis du séisme (ce rapport est sorti 1 an après le séisme ayant touché la centrale de Kashiwazaki, dont nous parlons par ailleurs). Il ne faut pas oublier que le risque dépend autant de l'aléa que de la vulnérabilité des structures.

L'IRSN a répondu aux critiques de ce rapport à l'égard de la méthodologie suivie par l'IRSN pour la RFS. La détermination de l'aléa sismique a été faite suivant la RFS 2001-01 et acceptée par l'ASN.

A noter que la détermination du nouveau zonage sismique de la France faite par GEOTER en 2002 est basée sur des méthodes probabilistes et conduit à des conclusions légèrement différentes de celles du rapport RESONANCE (magnitude moins élevée et distance au site plus courte).

7.2 Rapport WISE

Ce rapport a été rédigé pour le compte de Greenpeace France par l'"Institute for Energy and Environmental Research" (IEER) situé aux USA et l'antenne de "World Information Service on Energy"(WISE) située à Paris.

Le but affiché de l'IEER est d'améliorer l'implication du public et son contrôle sur les questions environnementales en démocratisant la science.

WISE-Paris est une agence d'information et d'études sur l'énergie proche du mouvement anti-nucléaire.

A la suite de l'accident de Fukushima, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a demandé aux exploitants de réaliser des Evaluations Complémentaires de Sûreté (ECS) de chaque installation nucléaire sous sa responsabilité. Les rapports ECS ont été publiés en septembre 2011 et ont fait l'objet d'une analyse de l'Institut de Radioprotection et Sûreté Nucléaire (IRSN) en novembre 2011.

Enfin, l'ASN s'est prononcée en janvier 2012 sur le contenu de ces rapports et émis des recommandations après avoir pris connaissance des contributions de l'Association Nationale des Comités et Commissions Locales d'Information, des experts mandatés par le Grand Duché du Luxembourg et des Länder allemands de Sarre et de Rhénanie-Palatinat et par la Fédération Nationale Mines-Energie CGT.

Le rapport IEER-WISE-Greenpeace France fait une analyse méthodologique de la démarche ECS puis en examine l'application sur 3 sites caractéristiques des différents paliers : Gravelines, Civaux et Flamanville.

Les principales conclusions sont formulées sous forme de recommandations :

- ◆ recommandations sur les scénarios d'accident pour les réacteurs

Les études ECS devraient être complétées pour analyser de façon déterministe les différents scénarios écartés dans les rapports actuels.

Elles devront être prolongées par les conséquences potentielles des phénomènes d'explosion d'hydrogène ou de vapeur ou de traversée du radier envisageables en cas de fusion du cœur.

Des études spécifiques aux sites sur les accidents et leurs conséquences pour les piscines de combustible usé devraient être menées.

- ◆ recommandations sur la prise en compte des choix de conception

Les choix de conception et de dimensionnement qui ont été retenus lors de la conception des différentes installations (paliers 900, 1300 et 1450 MW) ont un rôle déterminant sur leur capacité à résister aux scénarios non envisagés à l'époque.

En conséquence, les ECS devraient rendre compte de la résistance des enceintes, des piscines et bâtiments combustibles aux agressions internes et externes et des possibilités techniques de renforcement des éléments constitutifs les moins robustes.

- ◆ recommandations sur les conformités et le vieillissement

L'existence d'écarts entre le référentiel des installations et leur état réel induit un risque important. Les réflexions sur la définition de nouvelles exigences de sûreté doivent prendre en compte les seuils acceptables dans ce domaine.

De plus le vieillissement et l'usure des différents dispositifs participant à la sûreté réduisent les marges de sûreté réputées acquises à la conception et à la construction. En conséquence, les ECS devraient inclure l'impact des non conformités connues ou envisagées sur l'apparition ou l'accélération d'effets faibles. De même les mécanismes de vieillissement doivent être pris en compte dans la démarche ECS du point de vue de l'impact qu'ils ont sur les scénarios d'accident.

◆ Autres recommandations

Elles concernent l'utilisation du zircaloy comme matériau de gainage et du MOX (dioxyde d'uranium et de plutonium), le réacteur EPR et l'usine de retraitement de La Hague.

Commentaires d'IED

On peut noter qu'un communiqué de l'ASN indique que « le Directeur Général de l'ASN, Jean-Christophe Niel, a reçu le 22 février 2012 une délégation de Greenpeace France venue présenter le rapport IEER-WISE-Greenpeace France en présence des auteurs ».

Les conclusions du rapport IEER-WISE-Greenpeace France seront analysées par l'ASN et intégrées au processus des Evaluations Complémentaires de Sûreté, comme l'ASN l'a fait pour les autres contributions qu'elle a reçues, venant notamment des Commissions Locales d'Information, d'associations et d'organisations syndicales.

Il convient de noter que le rapport IEER-WISE-Greenpeace France ne prend donc pas en compte l'avis et le rapport de l'ASN sur les Evaluations Complémentaires de Sûreté (ECS), publiés le 3 janvier 2012.

En fait, cet avis émis par l'ASN sur les ECS définit des dispositions qui sont imposées à EDF et qui sont de nature à apporter des éléments de réponse aux recommandations mentionnées dans le rapport IEER-WISE-Greenpeace France, notamment sur les dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations exceptionnelles, sur les dispositions renforcées concernant les piscines d'entreposage du combustible, sur les mesures renforçant la robustesse des installations face à des situations extrêmes.

Par ailleurs, les dispositions prises par EDF en matière de maîtrise du vieillissement des matériels et systèmes et ayant recueilli l'accord de l'ASN sont également de nature à apporter des éléments de réponse aux recommandations du rapport IEER-WISE-Greenpeace.

Enfin et bien que les ECS aient été réalisées site par site, le rapport IEER-WISE-Greenpeace n'aborde pas le cas des tranches de Fessenheim et donc les raisons techniques qui pourraient justifier spécifiquement son arrêt avant 40 ans de fonctionnement.

Certes, la recommandation générique du rapport sur les scénarios d'accident évoque la question de traversée du radier en cas de fusion de cœur qui se pose effectivement pour Fessenheim de façon différente de celle des autres sites en raison de la faible épaisseur de son radier. Mais l'ASN, dans le cadre de l'autorisation donnée le 4 juillet 2011 sur la poursuite de l'exploitation du réacteur N°1, a imposé à EDF de renforcer le radier du réacteur et, par voie de conséquence, celui du réacteur N° 2 avant le 30 juin 2013.

7.3 Rapport du Conseil Général du Haut-Rhin

Le Conseil Général du Haut Rhin a réalisé une étude d'inondation du site de la centrale de Fessenheim suite à un effacement total de la digue de protection du Grand Canal d'Alsace.

Il a envisagé 12 scénarios de ruptures fondés sur la création d'une brèche par renard ou par surverse.

La méthode de calcul est simple et fait appel à des formules de la littérature (Froehlich, Molinaro ...) reliant le débit de fuite au volume de la retenue et à la hauteur d'eau sur la brèche ; les différents coefficients qui relient ces grandeurs résultent d'un ajustement au cas de 22 ruptures observées entre 1889 et 1982. Le volume de la retenue pris en compte dans les calculs est la totalité du volume entre OTTMARSHEIM et FESSENHEIM, de même la rupture de la digue intéresse toute la distance entre ces 2 écluses soit environ 15 km.

Aucune hypothèse n'est faite sur la perméabilité du site qui semble être considéré imperméable. Ce calcul conduit à une hauteur moyenne de lame d'eau sur le site de 2 mètres.

Les critiques d'IED sont les suivantes :

- ♦ l'étude est théorique (formules analytiques..), elle ne comporte pas de modélisation physique concernant ni la digue, ni le site,
- ♦ les scénarios (par renard et par surverse) ne sont étayés par aucune analyse phénoménologique ni physique ; ils sont postulés à priori, sans aucune justification prenant en compte la vulnérabilité des ouvrages en présence. Les cas de charge ainsi définis, de ce fait, sont très enveloppes car postulant un effacement de la digue instantané sur 15 km de long.

7.4 Rapport du Groupement des Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire (GSIEN)

A l'occasion des deuxièmes visites décennales en octobre 1999 (FSH 1) et juillet 2000 (FSH2), la Commission Locale d'Information et de Surveillance de Fessenheim (CLIS) a fait réaliser une expertise indépendante par le GSIEN sur les thèmes de la sûreté et de l'impact environnemental pour le réacteur n° 1 puis sur le thème de la sûreté pour le réacteur n° 2.

A l'occasion des troisièmes visites décennales, la CLIS a souhaité la réalisation de nouvelles expertises. Celle concernant le réacteur n° 2 a été présentée et publiée en juin 2012.

IED a analysé cette expertise.

Rappel des conclusions de la 2ème Visite Décennale (GSIEN).

« Nous reconnaissons volontiers les efforts d'EDF pour sécuriser les réacteurs, pour comprendre les phénomènes de vieillissement sous irradiation, pour analyser les incidents.

Il nous semble aussi essentiel de procéder à un examen de la cuve de FSH2 à 25 ans pour faire un suivi des défauts découverts en VD2. Il est prématuré de conclure sur le fonctionnement du réacteur à 25 ans.

Cette conclusion de la VD2 reste toujours d'actualité. Il faut admettre que la situation n'a pas empiré. Mais il existe toujours des points de faiblesse (chantiers mal balisés, pièces détachées manquantes, manque d'anticipation sur des maintenances importantes) **Il n'en demeure pas moins que les équipes sont compétentes, savent réagir et ce sans faille jusque maintenant.**

Fukushima a obligé des examens complémentaires de sûreté. L'ASN va imposer aux exploitants un ensemble de dispositions et renforcera les exigences de sûreté.

Le GSIEN suivra avec attention la prise en compte de ces prescriptions en particulier sur le respect des calendriers de mise en œuvre. »

Commentaire IED

Le GSIEN soulignait les efforts d'EDF pour sécuriser les réacteurs et comprendre les effets du vieillissement.

Le GSIEN demandait un contrôle de la cuve à 25 ans pour vérifier qu'un défaut découvert en VD2 n'avait pas évolué (...).

Il indiquait qu'il serait attentif aux demandes de l'ASN suite à Fukushima.

Remarques concernant la VD3

Le GSIEN s'interroge sur la surveillance exercée par EDF sur les prestataires en particulier ceux assurant la radioprotection. Il estime qu'une fonction si importante ne doit pas être effectuée par une entreprise prestataire.

Commentaire IED

Le GSIEN évoque des questions importantes liées à la sous-traitance abordées également par l'ASN et examinées à EDF.

Contrôle de la cuve

Le GSIEN indique qu'un défaut supplémentaire a été détecté en zone de cœur : indication de 4,4 mm en VD2 et 6,3 en VD3.

Commentaire IED

En fait, il ne s'agit pas d'un nouveau défaut mais d'un défaut déjà identifié en VD2 comme l'ont indiqué les services d'EDF. Ce défaut (n°3) avait été mesuré à 4,4 mm en VD2 et a été mesuré à 6,3 mm en VD3. Cette variation ne correspond pas à une évolution de ce défaut mais à une incertitude de mesure. C'est ainsi qu'on note une situation inverse : le défaut n° 2 passe de 6,8 mm en VD2 à 4,8 mm en VD3 soit 2 mm de moins.

L'incertitude était de 2,8 mm en VD2 liée au procédé de mesure VPM (vingt premiers millimètres) et est de 2 mm en VD3 liée au procédé de mesure ZDC (zone de cœur).

Le défaut en question est donc considéré comme n'ayant pas évolué.

Contrôle de la virole tubulaire

Le GSIEN indique qu'un défaut a été découvert sur la virole B qui subissait son premier contrôle. Il va falloir intensifier les vérifications sur toutes les cuves 900.

Commentaire IED

Les services EDF ont indiqué que ces défauts attendus dans ces viroles porte-tubulures sont des défauts de fabrication de même nature que ceux rencontrés sur les viroles de cœur. Leur taille maximale est connue et de l'ordre de 10 mm. Les contrôles effectués l'ont été au titre d'expertise sur une sélection de viroles lors des VD. Sur FSH, il a été détecté 1 seul défaut de 6 mm de hauteur. Le métal n'est pas irradié, les défauts sont nettement moins nocifs que dans les viroles de cœur. Il a été ainsi démontré qu'un défaut de 20 mm de hauteur n'était pas nocif jusqu'à 40 ans.

Evolution des caractéristiques mécaniques du métal de base

Le GSIEN rappelle l'analyse qu'il a faite dans le cadre de la VD3 de FSH1 et qui conclut qu'une véritable vision synthétique du point de vue mécanique de la sûreté n'est pas possible.

Néanmoins, il indique que les règlements sont respectés avec rigueur par l'exploitant.

Commentaire IED

IED ne connaît pas l'analyse du GSIEN faite lors de la VD3 de FSH1. Le programme de surveillance en irradiation produit des résultats de caractéristiques mécaniques du métal de base anticipant celles de la cuve. L'ensemble des résultats sur toutes les tranches (plusieurs centaines) a permis d'établir des formules de prévision qui couvrent la durée de fonctionnement jusqu'à 40 ans. On se sert de ces formules pour prévoir les caractéristiques mécaniques de chaque cuve. C'est avec ces valeurs qu'est faite l'étude de stabilité des défauts à 40 ans. Cette démarche est approuvée par l'ASN.

Température de transition fragile-ductile

Le GSIEN indique que cette température semble avoir été surestimée dans les années 2000 et que cela va dans le bon sens.

Il estime cependant que la prise en compte d'un écart type ne garantit pas à 100% la valeur ainsi calculée.

Commentaire IED

Les services d'EDF ont indiqué qu'actuellement les formules de prévision donnent un décalage de la température de transition fragile-ductile de 81°C pour le métal de base et de 82°C pour le joint soudé pour des décalages mesurés de 58°C pour le métal de base et de 54°C pour le joint soudé. L'important est que les formules de prévision donnent des résultats plus sévères que les mesures. EDF pour tenir compte de la dispersion prend des formules moyennes non pas avec 1 écart type mais 2 écarts type. Par ailleurs, l'ensemble de l'analyse de justification des défauts contient d'autres conservatismes. Ainsi tous les conservatismes se cumulent.

Conclusion générale sur la tenue de la cuve

Le GSIEN souhaiterait qu'EDF annonce plutôt une fluence limite qu'un temps équivalent de fonctionnement qui dépend des plans de chargement et du temps de fonctionnement réel.

Commentaire IED

EDF a indiqué que pour la démonstration du respect des critères, on part de la fluence atteinte au moment où on fait cette démonstration et on extrapole à 40 ans. Cette valeur est en général enveloppe de la réalité.

La fluence utilisée pour la démonstration figure dans les dossiers.

EDF a également fourni à la demande de l'ASN la valeur de la fluence maximale admissible (celle qui donne la température de transition maximale admissible) et les valeurs des fluences de chaque cuve régulièrement réévaluées afin de montrer qu'on est toujours couvert par les valeurs prises pour la démonstration.

Durée de fonctionnement

Le GSIEN fait état de remarques de l'IRSN qui indiquent qu'une prolongation à 40 ans est encore à justifier et que des études complémentaires sont nécessaires.

Commentaire IED

L'instruction du dossier de tenue des cuves 900 a été faite en 2010. Il a été examiné par l'ASN et ses supports qui ont demandé un certain nombre d'éléments complémentaires.

Le 5 novembre 2010, l'ASN a émis l'avis suivant :

« Après avoir consulté le Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires sur ce dossier et sous réserve des dispositions prises par EDF en termes de suivi du vieillissement et de contrôle en service de la cuve, l'ASN n'a pas identifié d'éléments génériques mettant en cause l'aptitude au service de toutes les cuves des réacteurs de 900 MW jusqu'aux prochaines visites décennales.

Cette position générique sera complétée ultérieurement par une analyse réacteur par réacteur à l'issue de leur troisième visite décennale. »

Cette analyse a été faite par EDF après la VD3 de FSH2 et on attend la décision de l'ASN sur la poursuite de l'exploitation.

Cinétique de percement du radier

Le renforcement demandé doit être réalisé avant juin 2013. Le GSIEN n'est pas persuadé que cette opération pourra être effectuée.

Commentaire IED

Cette question est traitée dans le paragraphe 4.5.1 de ce rapport.

Vieillessement

Nécessité du remplacement des vis internes de cuve. Il sera exécuté en 2013 pour FSH2.

Traitement de l'obsolescence : interrogation sur l'approvisionnement des pièces.

Commentaire IED

La différence entre « vieillissement » et « obsolescence » est traitée dans le paragraphe 5.1 de ce rapport :

- ♦ lorsqu'une pièce, un élément est « usé » par utilisation donc par vieillissement, il est remplacé à l'identique par une pièce, un élément neuf,
- ♦ lorsqu'une pièce, un élément est obsolète, c'est le fait pour ce produit d'être dépassé même s'il est encore en état de fonctionner. Il perd une partie de sa valeur en raison de la seule évolution technique, et est remplaçable par un nouvel équipement qui, non seulement, remplit la même fonction avec des performances meilleures, mais fournit le plus souvent d'autres services.

Maintenance

Le GSIEN fait référence au rapport ASN. Il souligne que le recours aux entreprises prestataires de service est de plus en plus important. Les écarts sont signalés dans les lettres d'inspection ce qui souligne les difficultés d'EDF à assumer la surveillance des chantiers.

Commentaire IED

Cette question est importante et des actions correctives sont à engager. Le sujet a déjà été abordé dans différentes études d'IED, particulièrement celles traitant du coefficient de disponibilité Kd (Etude expertise IED de 2009).

Ce point est traité dans le § 3.7 du rapport.

Séismes

Le GSIEN souhaite que la problématique séisme soit traité avec rigueur. Il préconise que les études réalisées par l'équipe suisse RESONANCE soient analysées et confrontées aux études EDF et IRSN.

Commentaire IED

Cette question est traitée dans le paragraphe 4.3 de ce rapport.

Inondations

Le GSIEN rappelle la demande de l'ASN concernant l'évaluation du niveau d'eau sur le site en cas de rupture du Grand Canal d'Alsace et la prise en compte de l'étude du Conseil Général.

Commentaire IED

Cette question est traitée dans les § 3.4 et 8.3 de ce rapport.

Cannes chauffantes du pressuriseur

Le GSIEN trouve que ce matériel IPS n'est pas suffisamment surveillé.

Commentaire IED

Le remplacement de cannes chauffantes, détériorées ou présentant un fonctionnement défectueux, est réalisé par découpage de la canne défectueuse ou sur un des emplacements en réserve. L'ensemble de l'opération nécessite une équipe de 10 personnes et est réalisé sous contrôle télévisuel. C'était un chantier bien maîtrisé par Framatome puis par l'UTO. Constater au moment de l'intervention « qu'une canne s'est avérée non-atteignable parce que l'outillage n'était pas adapté à l'intervention en réalisation fortuite » n'est effectivement pas digne d'un chantier concernant du matériel Important Pour la Sécurité (IPS).

Conclusion du GSIEN

« L'analyse des dossiers et des réponses fournies, tant par l'exploitant que par ses appuis techniques, ne met pas en évidence des facteurs alarmants. »

Néanmoins, il attire l'attention sur

- ♦ **la tenue de la cuve suite à l'identification de nouveaux défauts,**
- ♦ **la tenue du radier,**

- ◆ la problématique des déchets pour ceux sans filière d'élimination,
- ◆ le remplacement de certains matériels dont ceux atteints par l'obsolescence,
- ◆ la re-classification de certains matériels en matériels « Importants Pour la Sécurité »

Commentaire IED

Le rapport GSIEN ne modifie pas l'appréciation d'IED sur le maintien en activité des tranches de Fessenheim.

Les questions soulevées par le rapport GSIEN concernant la sous-traitance, l'organisation des chantiers de maintenance, la problématique des déchets sans filière d'élimination vis à vis des conséquences sur la radioprotection et la reclassification de certains matériels IPS (question dont IED ne comprend pas l'objet) ne sont pas spécifiques au site de Fessenheim et ne remettent pas en cause le fonctionnement des tranches. Certaines peuvent être résolues par l'amélioration de certaines dispositions relatives à l'organisation des travaux.

Les questions de vieillissement de matériels remplaçables ont été traitées dans ce rapport.

L'épaississement du radier fait l'objet d'études en cours et doit déboucher sur une mise en œuvre avant juin 2013.

Quant aux questions soulevées sur la cuve, elles ne sont pas de nature à remettre en cause les justifications fournies par EDF pour la prolongation d'exploitation des tranches jusqu'à 40 ans. On notera par ailleurs que l'ASN n'a pas identifié d'éléments génériques mettant en cause l'aptitude au service de toutes les cuves des réacteurs de 900 MWe jusqu'aux prochaines visites décennales.

8. CONCLUSION

Tout d'abord, l'IED rappelle que dans son avis du 3 janvier 2012 sur les évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a écrit :

« A l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. »

Par ailleurs dans son avis du 4 juillet 2011 sur la poursuite d'exploitation du réacteur n°1 de la centrale nucléaire de Fessenheim après 30 ans de fonctionnement, l'ASN considère :

« ... au vu du bilan du troisième réexamen de sûreté que le réacteur n°1 est apte à être exploité pour une durée de dix années supplémentaires après ce troisième réexamen à condition de respecter les prescriptions de la décision de l'ASN du 4 juillet 2011... »

Ceci conduit donc à une autorisation d'exploitation de Fessenheim 1 acquise jusqu'en 2020. La décision attendue pour Fessenheim 2 devrait conduire à une autorisation d'exploitation jusqu'en 2021.

Cette décision est assortie de prescriptions complémentaires à échéance de 2012 et 2013 que l'exploitant s'est engagé à mettre en œuvre. Le renforcement du radier, point spécifique à Fessenheim, a fait l'objet d'une demande de l'ASN afin d'augmenter sa résistance au corium en cas d'accident grave. EDF a proposé d'une part, de rehausser la dalle de béton de 50 cm d'épaisseur (limitation due à la présence des tubes d'instrumentation du cœur du réacteur) et d'autre part d'inclure une zone d'étalement du corium. Le dossier a été adressé à l'ASN en août qui doit donner son avis avant la fin de l'année pour une réalisation des travaux à mi-2013 pour le réacteur n°1.

Concernant le réacteur n°2, la décision qui résultera du bilan du troisième réexamen de sûreté, effectué après la 3^{ème} visite décennale terminée en mars dernier, devrait être communiquée dans un délai proche, sachant que l'autorisation de redémarrage après travaux a été signée.

Par ailleurs, l'ASN, à la suite des ECS, considère que malgré les dispositions prises pour la conception, la construction et le fonctionnement des installations nucléaires, un accident ne peut être exclu.

C'est la raison pour laquelle, bien que la situation de Fukushima ne soit pas entièrement transposable aux réacteurs nucléaires français pour, par exemple, le risque de tsunami, l'ASN indique qu'il y a lieu de renforcer la sûreté des réacteurs français vis à vis d'agressions externes de type séisme et inondation dont les niveaux seraient supérieurs à ceux pris en compte à la conception, bien qu'ils comportent déjà des majorations.

C'est ainsi que les installations devront être dotées de moyens techniques et organisationnels permettant de faire face, à des situations d'accidents graves consécutifs à la perte prolongée des sources électriques et du refroidissement sur l'ensemble des installations d'un même site. De plus, des dispositions seront prises pour les piscines d'entreposage et de désactivation du combustible afin de réduire les risques de dénoyage de ce combustible.

Ces dispositions concernent l'ensemble du parc de centrales mais certaines adaptations sont spécifiques à Fessenheim.

En augmentant considérablement la robustesse des réacteurs, ces exigences permettent ainsi de faire face à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle surpassant celles retenues à la conception. Elles traduisent le processus d'amélioration de la sûreté des centrales

françaises depuis leur création, suite à la prise en compte du retour d'expérience des incidents et accidents nationaux mais surtout internationaux, participant ainsi à l'amélioration du référentiel de sûreté.

La mise en œuvre de ces dispositions a un coût évalué par EDF à 200 M€/tranche. Il est nécessaire d'analyser l'impact de ce coût supplémentaire sur les gains dans le cas d'un maintien ou d'une prolongation de fonctionnement et de le comparer au coût d'une fermeture anticipée en prenant en compte soit l'achat soit la production d'une énergie équivalente.

Le rapport « Energie 2050 » avait conclu que dans les premières années suivant une éventuelle fermeture immédiate de Fessenheim, EDF aurait à retrouver sur les marchés l'énergie nécessaire pour compenser ces pertes de production. Le manque à gagner annuel serait de l'ordre de 190 M€ annuel par tranche soit 380 M€ pour le site, hormis les investissements qui seraient nécessaires à la prolongation de l'exploitation et ceux consécutifs aux Etudes Complémentaires de Sûreté mentionnées ci-dessus.

IED a considéré une fermeture éventuelle programmée et a défini deux options de remplacement fournissant un service égal en énergie produite et puissance de pointe fournie, l'une à dominante énergies renouvelables, l'autre moins coûteuse à base de centrales thermiques au gaz.

Les effets de l'arrêt éventuel de Fessenheim en 2016 apparaissent tous défavorables sur les paramètres étudiés, en termes de coût, d'emplois, de besoins de financement, de balance commerciale et d'émission de CO₂ également :

- ✓ le coût de l'arrêt de Fessenheim en 2016, actualisé à 2012, a été évalué à environ 3,2 Mds d'euros pour l'option la plus favorable (remplacement par des tranches Cycles Combinés Gaz) et à 5,9 Mds d'euros pour l'option la plus défavorable (remplacement par 2/3 d'énergies renouvelables et 1/3 de gaz) par rapport à un fonctionnement allant jusqu'à 50 ans. La perte liée à un arrêt en 2016 au lieu de 2020 (40 ans de fonctionnement) coûterait 1,8 Mds€ d'euros dans le cas énergies renouvelables et tranches thermique gaz et 0,9 Mds€ d'euros dans le cas tranches thermique gaz.
- ✓ les besoins de financement supplémentaires pour les 5 ans qui viennent sont de l'ordre de 4 Mds d'euros pour compenser par des moyens de production de remplacement l'arrêt de Fessenheim.
- ✓ la perte d'emplois au niveau national (directs et indirects) se situe en valeur stabilisée à 5 000 emplois annuellement (hors emplois induits). Ce chiffre est à rapprocher des 1 350 emplois donnés par le rapport SYNDEX pour la seule zone d'emplois Colmar-Mulhouse.
- ✓ l'augmentation des émissions de CO₂ va de 1,5 à 4 Mt par an soit environ 6 à 10% de plus que les émissions prévues actuellement.
- ✓ l'effet sur la balance commerciale énergétique sera une aggravation de son solde de 200 M€ à 600 M€ à partir de 2017 selon l'option.

Le séisme

IED considère qu'il ne constitue pas un point bloquant pour Fessenheim. L'estimation de l'aléa sismique fait l'objet d'un consensus entre l'ASN et EDF et les critiques émises dans le rapport du bureau d'études Suisse RESONANCE ont fait l'objet de réponses précises de l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire qui a ainsi conforté la méthodologie retenue. Quant à la prise en compte du retour d'expérience post Fukushima, qui conduirait à prendre en compte un séisme bien au delà à celui pris à la conception, des études complémentaires sont en cours et pourraient le cas échéant conduire à des travaux de renforcement techniquement réalisables. Il

convient de noter que les centrales de Kashiwasaki en 2007 et de Fukushima, avant que ne se produise le tsunami, ont été soumises à des séismes 2,5 fois plus forts que leur séisme de conception, et cela sans dommages importants.

Il est par ailleurs important de noter que la question du séisme n'est pas spécifique à la centrale de Fessenheim. En effet, toutes les centrales françaises sont susceptibles d'être soumises à un séisme et sont de ce fait dimensionnées en conséquence. On notera que le séisme majoré de sécurité pris en compte pour la centrale de Fessenheim n'est pas le plus élevé et que 9 centrales ont un séisme supérieur : Belleville, Bugey, Chinon, Civaux, Cruas, Dampierre, Gravelines, Paluel et Tricastin.

L'inondation

Concernant ce risque, plusieurs cas ont été envisagés :

- ✓ aléa de type hydraulique (crue, pluies,..) qui a conduit à prendre des dispositions constructives pour en prévenir les conséquences,
- ✓ perte de la digue du Grand Canal d'Alsace suite à un séisme. Les études concluent à la bonne tenue de la digue pour un séisme supérieur à celui pris en compte dans le dimensionnement des installations. Des évaluations de débit ont par ailleurs été réalisées.

Un des éléments importants concernant le suivi de l'intégrité de la digue est par ailleurs constitué par le plan de surveillance mis en place qui organise une prévention et une détection des fuites ainsi que leur interprétation en vue d'émettre un diagnostic.

Malgré cela, le dimensionnement du noyau dur prendra en compte une hauteur de 3 mètres de la lame d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire.

Les études menées par le Conseil Général du Haut-Rhin sont à cet égard extrêmement pénalisantes, en ce sens qu'elles prennent des hypothèses simplificatrices qui ne tiennent pas compte des caractéristiques du site. Une démarche de vérification s'appuie, en général, sur les modélisations les plus proches de la réalité.

Fessenheim est-elle une vieille centrale ?

Un des arguments souvent entendu est que Fessenheim est la plus vieille centrale française. On peut noter tout d'abord que de nombreuses unités de même conception, en particulier aux Etats-Unis, ont obtenu des autorités de sûreté la possibilité de fonctionner jusqu'à 60 ans d'âge. Un exemple en est la centrale de référence Beaver Valley (même conception que Fessenheim) aux USA. En Suisse, c'est une prolongation à 50 ans qui a été décidée par les autorités gouvernementales après l'accident de Fukushima.

Le vieillissement pour une installation technologique ne peut se comparer à un processus biologique pour lequel le paramètre temps est très important. En effet, il résulte le plus souvent de processus physiques ou chimiques. Par exemple le métal, peut voir sa résistance mécanique s'altérer du fait de chocs thermiques ou du bombardement neutronique, il peut aussi perdre de l'épaisseur par corrosion et érosion. Cela peut également se traduire par une perte des caractéristiques fonctionnelles des circuits. Ainsi le composant ou l'installation ne présente plus les mêmes marges de sécurité que lors de sa conception. C'est la raison pour laquelle le vieillissement de tous les matériels fait l'objet d'un suivi préventif comprenant :

- une politique de maintenance courante, en liaison avec les essais périodiques et la surveillance des paramètres de fonctionnement,
- un suivi du vieillissement des composants,

- une maintenance exceptionnelle, qui s'applique en particulier aux grands composants principaux (GV, couvercles, mécanismes de commande des grappes, groupes turbo-alternateurs, condenseurs, ...)

Les matériels et systèmes sont classés en deux sous-ensembles :

1. celui des matériels remplaçables aussi bien dans la partie primaire que secondaire. Ainsi au cours de la vie d'une centrale tous ces matériels peuvent être remplacés selon le cas en maintenance curative ou préventive.
2. celui des matériels irremplaçables qui doivent faire l'objet d'une attention particulière :
 - ✓ Les enceintes de confinement de Fessenheim ne présentent aucun problème, les contrôles et les résultats des épreuves en pression lors des visites décennales sont conformes aux critères réglementaires.
 - ✓ En ce qui concerne les cuves, les indications (présomption d'éventuels défauts) détectées lors des visites décennales précédentes (1 indication dans la cuve Fessenheim 1, 5 indications dans la cuve Fessenheim 2) ont été retrouvées lors du dernier contrôle en visite décennale sans évolution. Si on considère ces indications comme des défauts, l'évolution des caractéristiques des matériaux de la cuve jusqu'à la 4^{ème} visite décennale est telle que ces défauts conserveraient des marges suffisantes de stabilité jusqu'à cette échéance.
 - ✓ La présence de ce type d'indications a été aussi constatée sur 9 cuves du palier 900.

En résumé, les enceintes de confinement et les cuves de Fessenheim 1 et 2 ne constituent pas un point singulier dans la population des éléments correspondants de toutes les centrales du palier 900.

Un autre élément d'appréciation du vieillissement des réacteurs réside dans le comptage des occurrences des transitoires de fonctionnement. Les composants du réacteur ont été conçus pour un nombre donné de transitoires qui ne doit pas être dépassé sinon on risque d'avoir des dégradations. L'analyse effectuée montre que le nombre de transitoires de fonctionnement prévu à la conception n'a jamais été dépassé.

Enfin, il est important d'examiner les bilans d'exploitation.

La centrale de Fessenheim, sans être atypique, présente un référentiel spécifique. L'application des projets d'amélioration des performances a subi un certain retard, car Fessenheim ne bénéficie pas des effets palier et donc de la mutualisation. Mais leur mise en œuvre permettra d'intégrer complètement Fessenheim dans le Parc.

Si l'analyse des bilans d'exploitation montre que les tranches de Fessenheim améliorent sensiblement leurs performances ces dernières années, il faut malgré tout noter une disponibilité inférieure à celle des autres tranches. Cependant l'historique d'exploitation n'est pas de nature à remettre en cause le maintien en fonctionnement des tranches de Fessenheim.

Incidence sur le réseau d'un arrêt de Fessenheim

Il faut également aborder le rôle de la centrale de Fessenheim dans la fourniture d'énergie dans le réseau Très Haute Tension (THT) à l'horizon 2016 ou 2017. Suite aux Directives Européennes sur le Thermique à Flamme (charbon et fioul) et la réduction du parc français du parc de cogénération, on prévoit à fin 2015 un déclassement de 8 à 9 GW de Centrales Thermiques à Flamme (THF) en France. De plus, l'arrêt programmé des centrales nucléaires allemandes et la menace de fermeture des centrales nucléaires belges ou suisses rendent encore plus critique la situation de cette région de l'Europe.

Dans ce contexte, l'arrêt de Fessenheim ne viendrait qu'aggraver la fragilité du système électrique français et plus généralement du système électrique européen (France, Allemagne, Belgique, Suisse).

Une étude récente de RTE sur la robustesse de tenue en tension du réseau EST montre, qu'en cas d'arrêt de Fessenheim, on peut craindre à l'horizon de l'hiver 2021/2022 une dégradation du niveau de tension jusqu'à 360 kV dans certaines mailles. La situation se dégrade un peu plus en cas de plan de tension bas en Allemagne. On atteint alors 350 kV.

Il est nécessaire dans ces conditions de renforcer le réseau et d'installer des moyens de production permettant d'assurer le même service en énergie annuelle et en puissance lors des pointes de consommation.

Moyens et compétences

A ces questions techniques, il faut ajouter celles des intervenants du nucléaire, des moyens, des compétences qui ne sont d'ailleurs pas spécifiques du site de Fessenheim.

La Direction de la Division Production Ingénierie d'EDF a confirmé que les compétences existent au sein d'EDF pour mener à bien les programmes des travaux post-Fukushima et gérer les équipes d'exploitation. Les moyens supplémentaires nécessaires notamment pour la gestion d'un accident doivent être encore déterminés.

La sous-traitance

Par ailleurs la sous-traitance a été traitée comme une composante de la sûreté dans les travaux Post Fukushima. Ce sujet a été identifié par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques. A la suite des ECS, l'ASN a émis des prescriptions portant sur la nature des activités sous-traitées et la surveillance exercée par EDF. Enfin le Comité stratégique de l'énergie nucléaire composé des exploitants, des entreprises et des organisations syndicales a élaboré un cahier des charges social qui doit permettre de contractualiser les conditions de travail, d'hébergement et le suivi médical des intervenants

Pour IED, les conditions d'une ré-interrogation sur la sous-traitance semblent réunies. C'est peut-être l'occasion d'apaiser les tensions sur ce sujet.

IED est persuadé que, compte tenu des enjeux très importants, les moyens et conditions seront réunis pour réussir à maintenir un haut niveau de sûreté sur le parc nucléaire en général et à Fessenheim en particulier.

En conséquence, eu égard à l'analyse détaillée effectuée qui a conduit IED à rencontrer de nombreux autres experts dans tous les domaines scientifiques et techniques concernés, il apparaît qu'il n'y aucune raison technique ni technico-économique à arrêter prématurément la centrale de Fessenheim même si quelques points doivent encore faire l'objet d'études et justifications complémentaires.

Si malgré tout, la décision était prise de l'arrêter prématurément, sans prendre en compte les autorisations des autorités lui permettant de continuer son exploitation, cela relèverait de motifs irrationnels et conduirait à un gâchis humain et économique difficilement justifiable.

9. ANNEXES

9.1 Annexe du § 1 : Résolution du CCE d'EDF du 9 février 2012

Comité Central d'Entreprise EDF SA

Séance du 9 février 2012

Résolution unanime

sur la réalisation d'une étude technico-économique sur le maintien en exploitation du CNPE de Fessenheim.

Les représentants du personnel réunis en séance plénière du CCE EDF SA, le 9 février 2012, ont pris acte des conclusions du rapport d'évaluation complémentaire de sûreté des installations nucléaires réalisée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), qui ne fait état d'aucune demande d'arrêt immédiat de site ainsi que de son avis n° 2012-AV-0139 du 3 janvier 2012 par lequel l'ASN va imposer aux exploitants un ensemble de dispositions pour répondre aux exigences accrues de sûreté particulièrement face à des situations extrêmes.

Les représentants du personnel en CCE EDF SA décident la réalisation d'une expertise qui devra les éclairer précisément sur ce que la décision de l'ASN implique pour la mise en conformité du site de Fessenheim et assurer la poursuite de son exploitation, et notamment :

- ✓ la nature des travaux à engager, et leurs priorités ;
- ✓ l'impact sur les compétences et les moyens nécessaires, que ce soit à l'interne du site, pour l'ensemble de l'Entreprise, pour les entreprises prestataires ;
- ✓ une évaluation des coûts de mise à niveau. Celle-ci permettra une comparaison de l'évaluation financière de la fermeture réalisée par ailleurs sur demande des élus du CE du CNPE de Fessenheim et mis en œuvre par le CCE EDF SA.

Les représentants du personnel décident de confier au cabinet IED la mission d'étude détaillée ci-dessus et dont les travaux devront être remis pour le 15 mars 2012 pour un rapport intermédiaire et le 15 avril 2012 pour un rapport définitif.

9.2 Annexe du § 2 : Liste des organismes et personnes rencontrées

EDF

CNPE Fessenheim : T. ROSSO - Directeur

P. MASSON - Appui au Directeur Technique

CIPN P. COÏC - Directeur Adjoint

CNEPE A. LESTANGUET - Directeur Adjoint ayant en charge l'Ingénierie pour le Parc en Exploitation

Mme S. AGUIE - Responsable suite Fukushima

CIH V. CHARLET - Directeur Adjoint

F. LAIGLE - Chef de département

SEPTEN JP. ROUX - Directeur Adjoint

B. PAYAN – Chef du département Sûreté Nucléaire

Mme H. CHURIER BOSSENEC (contact téléphonique)

TEGG C. DUVAL - Chef d'Unité

C. DUROUCHOUX - Sismologue en charge de la détermination de l'aléa sismique sur les sites EDF

Direction de la Production Nucléaire : D. MINIERE - Directeur

M. QUILICHINI - Directeur des Opérations

Direction de l'Ingénierie : J.M. MIRAUCOURT - Directeur

J.M. MORONI - Directeur Adjoint

P. LABBE – Expert à la Direction de l'Ingénierie (contacts par courrier électronique)

Economie de la Production et Stratégie Industrielle : Y. GIRAUD - Directeur

Mme VILAIN - Economiste

RTE : H. MIGNON - Directeur Economie Prospective et Transparence

9.3 Annexe du § 3.1.1 : Démarche de Sûreté

Le référentiel de sûreté

Le référentiel d'exigences de sûreté applicable à une installation nucléaire est constitué de textes de plusieurs niveaux, en particulier :

- les textes réglementaires et Règles Fondamentales de Sûreté (RFS) rédigés par les pouvoirs publics,
- les codes et normes, proposés par les constructeurs et (pour certains) approuvés par les pouvoirs publics, qui servent de référentiel guide aux concepteurs et aux exploitants dans l'élaboration de leurs projets,
- le rapport de sûreté (RDS), qui présente l'environnement (démographique, géographique, industriel...), les principes généraux de sûreté, les caractéristiques générales et options techniques, l'analyse de sûreté, les principes d'exploitation, la description des équipements, leurs exigences de sûreté (exigences fonctionnelles) et les critères associés, l'organisation de la qualité... Le RDS démontre que les dispositions retenues à chaque étape de la vie de l'installation (conception, construction, mise en service, exploitation, démantèlement) respectent les exigences de sûreté fixées, notamment celles de nature réglementaire,
- les règles générales d'exploitation (RGE), intégrant les Spécifications Techniques d'Exploitation, qui présentent l'organisation, le fonctionnement de l'installation, les documents d'exploitation, les consignes de sécurité et de radioprotection ainsi que les contrôles et essais périodiques,
- le plan d'urgence interne (PUI), qui décrit l'organisation qui serait mise en place par l'exploitant dans certaines situations (incendie, risques de rejets radiologiques...).

Le réexamen de sûreté

Il se décompose en 3 phases :

1. Le recensement des exigences de sûreté, de conception et d'exploitation, constituant le référentiel d'exigences applicable au palier considéré, ce référentiel étant susceptible d'évoluer entre deux réexamens dans le cadre du processus continu d'amélioration de la sûreté des centrales REP.

Cette phase préalable vise à recenser et à hiérarchiser l'ensemble des textes recensant les exigences (textes réglementaires, règles, critères et spécifications qui seront pris en compte), et ainsi à « figer » le référentiel d'exigences de sûreté sur la base duquel les études et contrôles seront réalisés.

2. Une vérification de la conformité des installations aux exigences de sûreté qui leur sont applicables. Cette deuxième phase consiste :
 - d'une part à vérifier la conformité de l'état standard de réalisation des installations, correspondant à celui décrit dans le rapport de sûreté et pris en considération dans les études, ainsi qu'au référentiel des exigences de sûreté mis à jour (« études de conformité »),
 - d'autre part à vérifier la conformité effective de chaque tranche nucléaire à cet état standard de réalisation (« examen de conformité des tranches »), par des contrôles in situ,

3. Une réévaluation des exigences de sûreté applicables au palier de réacteurs considéré :
- L'objectif est d'améliorer la sûreté des installations, en considérant les évolutions des exigences de sûreté applicables aux installations les plus récentes ou en projet, ainsi que les domaines pour lesquels le retour d'expérience ou l'évolution des connaissances techniques sont susceptibles de conduire à modifier le référentiel d'exigences de sûreté applicable ou la démonstration de sûreté. L'intérêt de faire ainsi évoluer le référentiel d'exigences de sûreté et les installations est enfin examiné au regard du gain pour la sûreté et des inconvénients pouvant résulter de ces évolutions.

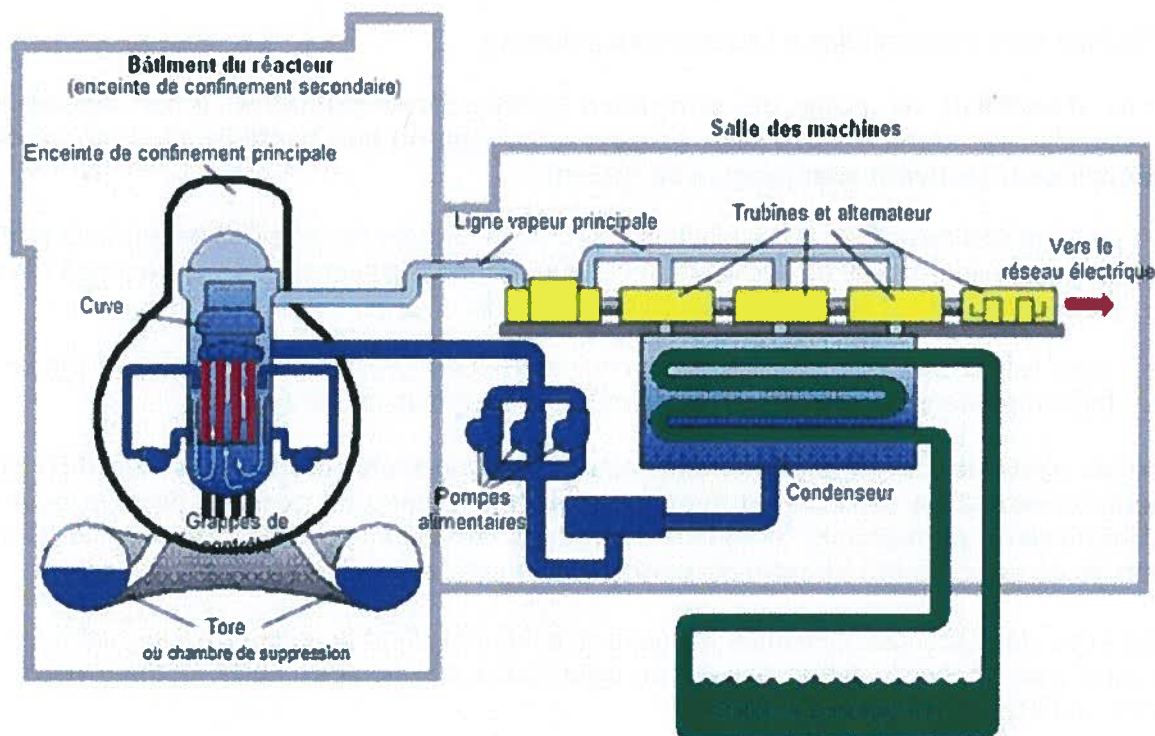
A l'issue des études de conformité et de réévaluation, un lot de modifications matérielles et documentaires est défini par l'exploitant, puis mis en œuvre sur les installations pour les amener à l'état de référence défini au terme du réexamen de sûreté.

Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué sera réputé stable jusqu'au réexamen de sûreté suivant. Le processus d'amélioration en continu de la sûreté peut toutefois conduire à faire évoluer ce référentiel, dans la période séparant deux réexamens, pour prendre en compte des améliorations de sûreté significatives résultant de l'analyse d'événements importants sans attendre le réexamen de sûreté suivant.

9.4 Annexe du § 3.1.3 : Rappel sur l'accident de Fukushima

(Extrait du site de l'ASN [japon@asn.fr](http://www.asn.fr))

1. Réacteur à Eau Bouillante (REB) - Principe de fonctionnement



2. Réacteur à eau bouillante - Spécificités et comparaisons aux réacteurs à eau sous pression (REP type centrale EDF)

A la différence d'un réacteur à eau sous pression (REP), le réacteur à eau bouillante (REB) n'a qu'un seul circuit d'eau alimentaire et de vapeur produite après évaporation dans la cuve.

L'eau et la vapeur en circulation peuvent être appelées "primaires" en ce sens que les fluides en question ont traversé le cœur pour en extraire la chaleur produite.

Le fluide caloporteur qui circule dans l'unique circuit primaire est de l'eau ordinaire sous pression.

La pression primaire de fonctionnement d'un REB est sensiblement moitié moindre que celle d'un REP (typiquement 70 à 80 bar, comparé à 155 à 160 bar).

La température de fonctionnement d'un REB est inférieure de 25 à 30°C par rapport à celle d'un REP au niveau du circuit primaire dans son ensemble.

Le combustible nucléaire utilisé dans le cœur d'un REB est de l'uranium enrichi, sa technique générale est semblable à celle utilisée dans les REP.

Les taux d'enrichissement utilisés dans les REB sont du même ordre que ceux utilisés dans les REP.

Les différences principales entre les cœurs REB et REP sont liées au système de contrôle neutronique du cœur :

- ✓ dans un REP, les mécanismes de manœuvre des grappes de contrôle de la réaction nucléaire sont placés au-dessus du cœur.
- ✓ dans un REB, les mécanismes de manœuvre sont au-dessous du cœur.

Les REB ne sont pas contrôlés à l'acide borique dissous.

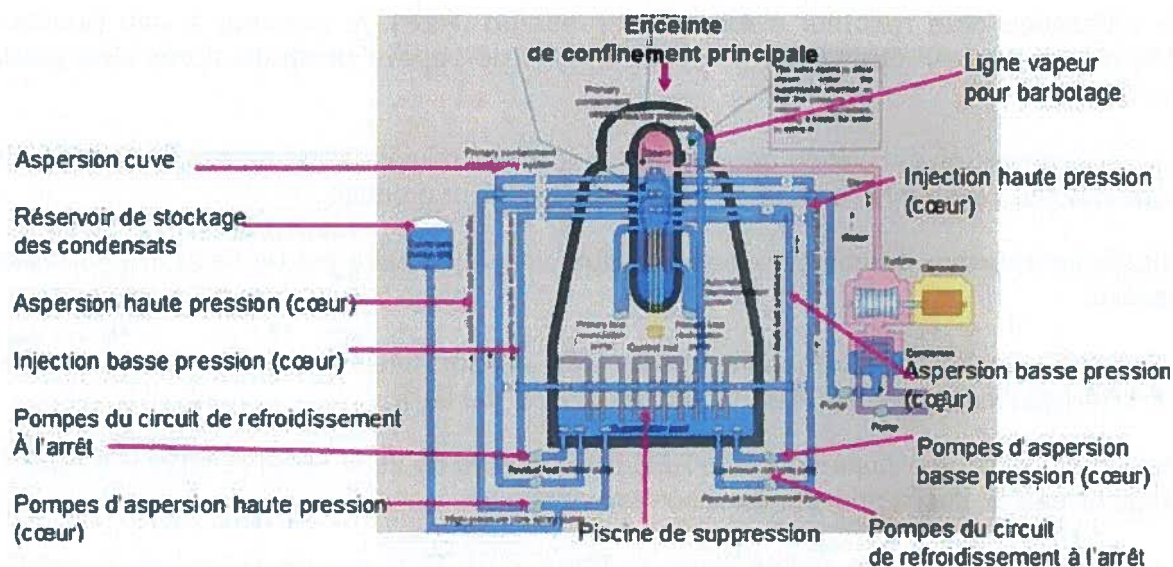
En cas d'accident de perte de réfrigérant (perte d'eau primaire), il est nécessaire d'injecter de l'eau dans la cuve pour assurer le noyage du combustible, et ainsi prévenir sa dégradation (pouvant aller jusqu'à sa fusion).

- ✓ dans le cas des REB, cette injection d'eau dans la cuve est en premier lieu faite par les pompes alimentaires de l'installation qui sont en fonctionnement en permanence et dont la disponibilité est ainsi contrôlée en permanence,
- ✓ dans le cas des REP, il s'agit d'accumulateurs sous pression ou de pompes (haute ou moyenne pression, puis basse pression) qui sont mises en service.

Outre les systèmes en fonctionnement en situation normale (dans le cas des REB l'eau alimentaire constitue de facto un système d'injection d'eau de sécurité dans la cuve en fonctionnement permanent), il existe tant dans le cas des REP que des REB des systèmes de secours (en attente) disponibles d'injection de sécurité dans la cuve.

Dans le cas des REB ces systèmes injectent directement dans la cuve (pour la raison simple qu'il n'y a pas le choix) et non pas en un autre point du circuit primaire (comme dans bon nombre de REP).

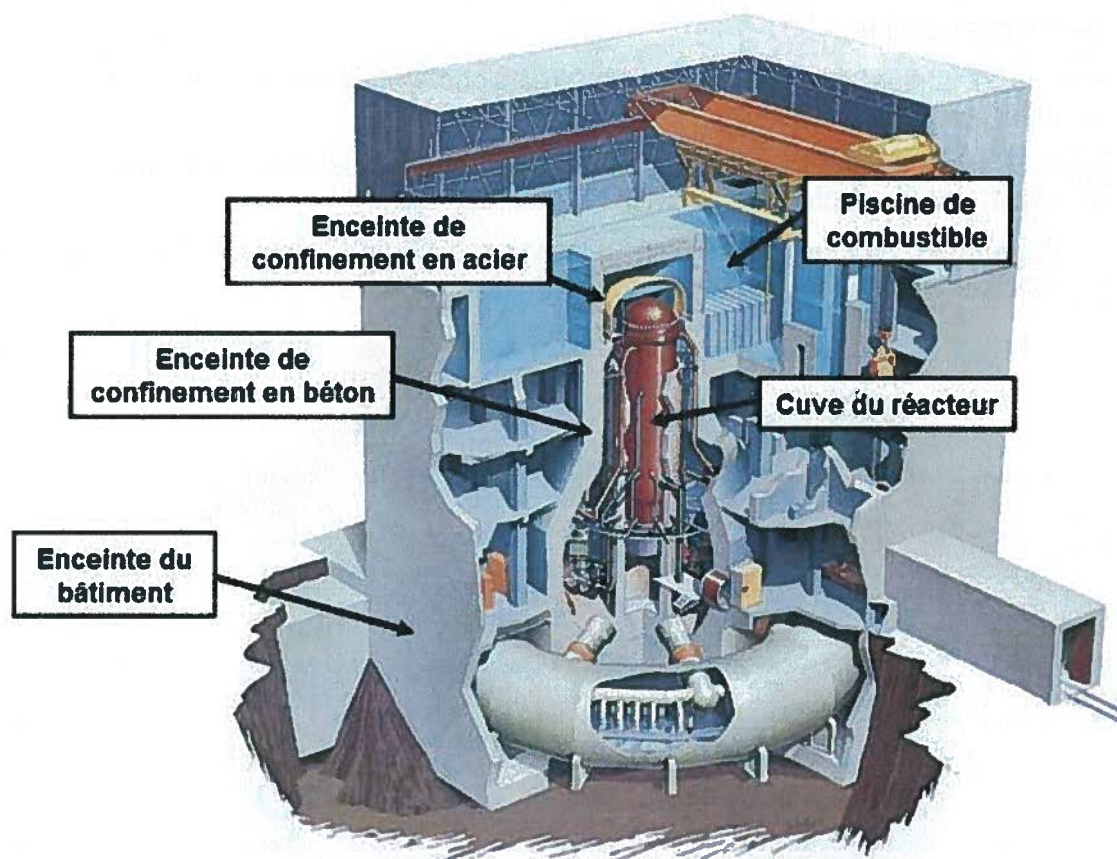
Réacteur à eau bouillante - système de refroidissement d'urgence



CHRONOLOGIE DES FAITS

Mécanisme accidentel au niveau des réacteurs

Schéma d'un réacteur à eau bouillante.



3 barrières de confinement : Gaine du combustible, Cuve, Enceinte de confinement.

Le refroidissement du cœur du réacteur lorsqu'il est à l'arrêt

Après un arrêt du réacteur (arrêt des réactions nucléaires), le combustible usé continue à dégager de la chaleur appelée « puissance résiduelle ».

Temps après arrêt du réacteur	Puissance résiduelle (% de la puissance en fonctionnement)
1 seconde	17%
1 minute	5%
1 heure	1,5%
1 jour	0,5%
1 semaine	0,3%
1 mois	0,15%
1 an	0,03%

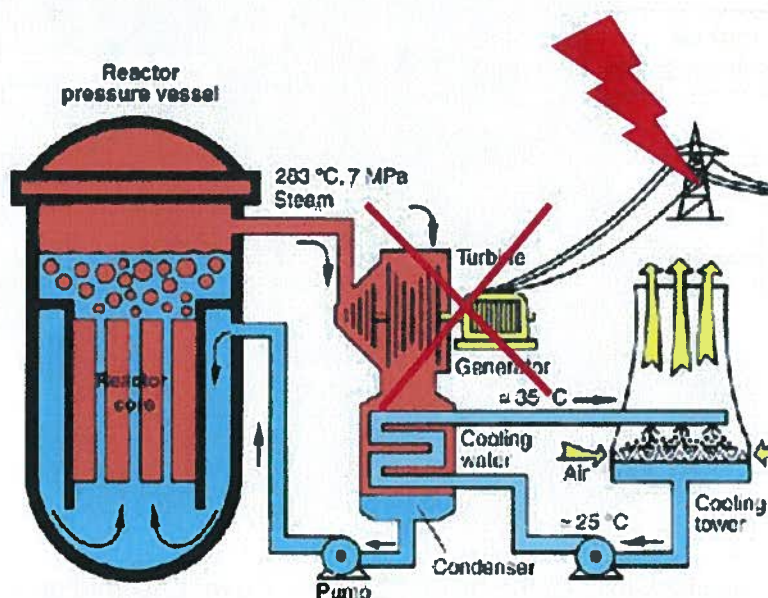
Le combustible n'est plus refroidi, un échauffement se produit qui peut conduire à l'éclatement des gaines de combustible, conduisant à des rejets de gaz radioactifs, puis à la fonte du combustible.

Si la hausse de la température n'est pas maîtrisée et va très au-delà de 1200°C, l'eau se décompose au contact des gaines en zirconium en produisant de l'hydrogène.

Étape 1 : catastrophe naturelle

Séisme de magnitude 8,9 :

- Arrêt automatique des réacteurs : les réactions nucléaires s'arrêtent mais il faut continuer à refroidir le cœur ;
- Conséquences du séisme : endommagement du réseau électrique entraînant une perte des alimentations électriques externes :
 - démarrage des groupes électrogènes de secours à moteur diesel pour faire fonctionner des pompes de refroidissement.



Étape 2 : échauffement du cœur

Suite à la vague du tsunami :

- ✓ probable endommagement des prises d'eau en mer (source de l'eau de refroidissement du réacteur),
- ✓ perte des diesels de secours,
- ✓ les moyens de refroidissement de secours ne sont plus opérationnels,
- ✓ les cœurs des réacteurs ne sont plus refroidis.

L'eau bout dans la cuve, de la vapeur d'eau est produite et le niveau d'eau diminue dans la cuve.

Étape 3 : montée en pression de l'enceinte de confinement

Dans l'enceinte de confinement, la vapeur d'eau produite fait monter la pression.

Étape 4 : décompressions du réacteur

Des décompressions volontaires de l'enceinte de confinement sont nécessaires pour éviter l'endommagement de celle-ci.

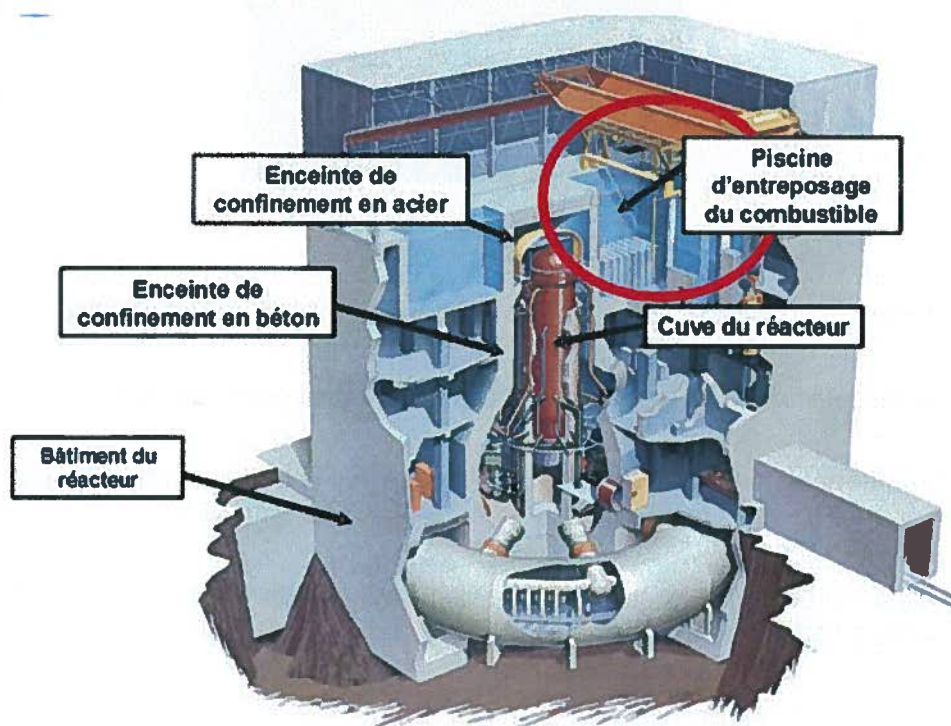
Étape 5: explosion de l'hydrogène

Réacteur 1 (12/03), réacteur 3 (14/03) et réacteur 2 (15/03) : l'hydrogène accumulé conduit à une explosion.

Ces explosions ont endommagé les bâtiments des réacteurs 1, 2 et 3.

Ces explosions peuvent avoir lieu dans l'enceinte de confinement ou dans le bâtiment réacteur 2.

Localisation des piscines d'entreposage du combustible

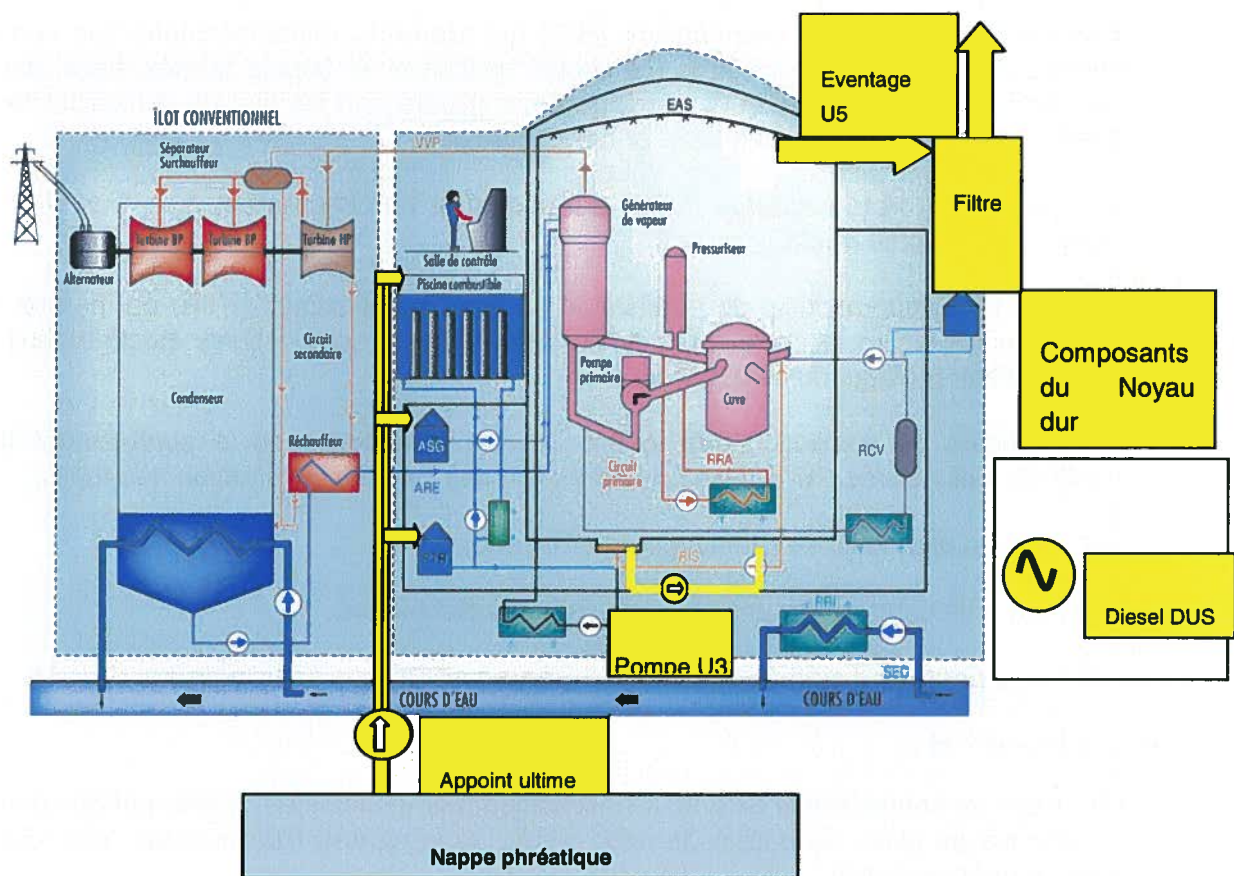


Processus de l'accident sur les piscines d'entreposage du combustible



- Le combustible dans les piscines doit continuer à être refroidi pour éviter qu'il fonde.
- La perte d'électricité a rendu inopérantes les pompes permettant de faire circuler l'eau.
- L'échauffement du combustible usé stocké en piscine crée une élévation de la température de l'eau et une baisse de son niveau par évaporation.
- En cas de dénoyage des combustibles, l'élévation de la température s'accélère, pouvant conduire à l'éclatement des gaines puis à la fonte du combustible.

9.5 Annexe du § 3.2 : Présentation d'un réacteur et des ensembles du Noyau Dur



Les principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde

Les circuits auxiliaires assurent en fonctionnement normal, ou lors de la mise à l'arrêt normal du réacteur, les fonctions fondamentales de sûreté : maîtrise de la réactivité neutronique, évacuation de la chaleur du circuit primaire et de la puissance résiduelle du combustible, confinement des matières radioactives.

Il s'agit principalement :

- du système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV),
- et du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

Le rôle des systèmes de sauvegarde est de maîtriser et de limiter les conséquences des incidents et des accidents.

Il s'agit principalement :

- du circuit d'injection de sécurité (RIS),
- du circuit d'aspersion dans l'enceinte du bâtiment réacteur (EAS),
- et du circuit d'eau alimentaire de secours des GV (ASG).

Les autres systèmes importants pour la sûreté

Parmi les autres systèmes ou circuits nécessaires au fonctionnement du réacteur et importants pour la sûreté, on peut mentionner :

- le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui assure le refroidissement d'un certain nombre d'équipements nucléaires (ce circuit fonctionne en boucle fermée entre, d'une part, les circuits auxiliaires et de sauvegarde et d'autre part les circuits véhiculant l'eau pompée dans le cours d'eau ou la mer (source froide)),
- le circuit d'eau brute secourue (SEC) qui assure le refroidissement du circuit RRI au moyen de la source froide,
- le circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR) qui permet en particulier d'évacuer la chaleur résiduelle des éléments combustibles stockés dans la piscine d'entreposage du combustible,
- les systèmes de ventilation, qui jouent un rôle essentiel dans le confinement des matières radioactives par la mise en dépression des locaux et la filtration des rejets,
- les circuits d'eau destinés à la lutte contre l'incendie,
- le système de contrôle-commande, les systèmes électriques.

Définition des procédures appliquées des différentes situations accidentelles :

1/ Les procédures « H » :

- ✓ H1 : perte de source froide externe à l'installation (par exemple obturation par des débris ou la prise en glace du bassin de prise d'eau, ou la rupture d'un ouvrage hydraulique aval de retenue d'eau)
- ✓ H2 : perte totale de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur, normale et auxiliaire
- ✓ H3 : perte totale des sources électriques internes et externes (en cas d'inondation par exemple, si le transformateur électrique haute tension est situé en niveau bas, donc inondable, ainsi que les groupes électrogènes de secours placés similairement).
- ✓ H4 : secours réciproque des systèmes d'aspersion de l'enceinte et d'injection de secours basse pression, pendant la phase de recirculation.
- ✓ H5 : protection des sites en bord de rivière contre une crue dépassant la crue de référence millénale (en 1999 au Blayais, l'eau de la Gironde poussée par la tempête, a dépassé les niveaux prévus. Les calculs ont parfois sous estimé le niveau des crues sur certains sites, ainsi que la rupture d'un ouvrage hydraulique amont. A relier à la procédure H3).

2/ Les procédures Ultimes : elles s'appliquent en cas de détériorations graves de la sûreté qui dépassent les capacités des procédures " H " et " sont destinées à restaurer la fonction de sûreté défaillante pour amener l'installation dans un état sûr. Il existe cinq niveaux de procédures " U " (ultimes) :

- ✓ U1 : secours par tout moyen encore disponible pour éviter la dégradation du cœur ou, en cas de dégradation, maintenir le cœur confiné dans la cuve ;
- ✓ U2 : conduite à tenir en cas de défaut d'isolement de l'enceinte de confinement ;

- ✓ U3 : mise en œuvre de moyens mobiles extérieurs pour suppléer à la défaillance éventuelle à moyen terme de l'ensemble des systèmes d'injection de secours et d'aspersion de l'enceinte ; autres types de secours envisagés ;
- ✓ U4 : possibilité d'éviter tout relâchement direct via le dispositif de drainage au sein du béton du radier sous le puits de cuve ;
- ✓ U5 : possibilité de rejets contrôlés et filtrés au moyen d'un système de filtration spécial (gain sur les rejets de l'ordre d'un facteur 10, à l'exception des gaz rares).

Les autorités de sûreté ont aussi défini trois niveaux de terme source :

- ✓ S1 : pour les accidents entraînant la rupture précoce de l'enceinte de confinement (quelques heures après le début de l'accident) et pouvant libérer d'assez grandes quantités de radioactivité dans l'environnement (quelques dizaines de pour cent du contenu du cœur hors gaz rares qui partent directement) ;
- ✓ S2 : pour des accidents conduisant à des rejets moins importants (quelques pour cent) hors enceinte, directs à l'atmosphère et différés, après un délai d'un ou plusieurs jours ;
- ✓ S3 : pour des accidents conduisant à des rejets indirects (quelques pour mille) du fait de l'existence de voies de transfert avec rétention entre l'enceinte et l'atmosphère extérieure.

Le texte définit la possibilité d'accident en terme source S1 comme improbable et ne retient que le terme source S3 compatible techniquement et politiquement avec les Plans d'Urgence Internes (PUI) et les Plans Particuliers d'Intervention (PPI).

9.6 Annexe du § 3.3.2 : Evolution de la réglementation en matière de protection au séisme des centrales nucléaires

Après la réunion au CIPN, il nous a semblé utile de connaître l'opinion des experts de TEGG sur la sismicité du site de Fessenheim eu égard aux critiques émises dans le rapport RESONANCE, à la modification du zonage sismique de la France qui conduit à une estimation plus sévère des hypothèses sismiques retenues pour la centrale de Fessenheim et aux évolutions à attendre de la réglementation nucléaire suite aux séismes japonais.

En ce qui concerne Fessenheim, on rappelle que dans le DAC (Décret d'autorisation de Création) les hypothèses de base étaient que la centrale de Fessenheim devait résister à un séisme d'intensité IX ce qui se traduisait par un spectre de sol calé à 0,2 g. Ce spectre de sol était baptisé « spectre EDF ».

La RFS (Règle Fondamentale de Sureté) 2001-01 a modifié et codifié l'approche de l'aléa sismique pour les différents sites nucléaires du territoire et a conduit à l'établissement de nouveaux chargements que l'on a pu comparer aux hypothèses originelles.

Pour Fessenheim, suivant cette RFS, on applique un filtrage par l'intensité dans le choix du séisme dit SMHV (Séisme Maximum Historiquement Vraisemblable) ; un seul séisme est retenu, l'historique séisme de Bâle en 1356 dont on a pu établir par une approche historique que, dans la zone épiscopale, l'intensité observée était de IX. Mais on ne possède aucune information pour le reste de la région. L'extrapolation au site de Fessenheim situé à environ 35 km comporte donc un certain nombre d'incertitudes qui portent sur la profondeur du foyer et le zonage sismo-tectonique. Le problème est que les méthodes actuelles ne permettent pas de connaître la décroissance de l'intensité en fonction de la distance à l'épicentre, c'est pourquoi on arrive à des estimations souvent divergentes ; ainsi l'estimation du SMHV sur le site varie de 6,0-6,2 pour EDF à 6,9 pour RESONANCE en passant par 6,0 pour le BRGM en 2005 pour la base de données SISFRANCE. Le fait de ne pas prendre en compte de séisme local est critiqué par RESONANCE (on se souvient du séisme de SIERENTZ en 1980) mais de nombreuses études ont montré l'innocuité des séismes proches du moins dans le contexte français.

En ce qui concerne le zonage sismo-tectonique, c'est une question assez délicate car elle conditionne la distance au site à retenir pour localiser le SMHV (elle est de 30 km dans les hypothèses actuelles).

L'HSK (Autorité de Sûreté Suisse) a demandé en 1999 aux exploitants des 4 centrales nucléaires suisses une redéfinition du risque sismique selon les méthodes probabilistes les plus récentes, et notamment de quantifier de la manière la plus complète possible les incertitudes des résultats des calculs. Pour répondre à la demande de l'HSK, les exploitants de centrales nucléaires ont passé commande du projet PEGASOS (analyse probabiliste du risque sismique pour les sites nucléaires de Suisse). En s'appuyant sur une nouvelle (en 2000) méthode développée aux Etats-Unis, le risque sismique a été déterminé dans ce projet en prenant le plus possible en compte le niveau de connaissance des spécialistes internationaux compétents en la matière. Les travaux de projet proprement dits ont commencé en 2001 pour s'achever à l'été 2004.

Pour ce projet, on se situait au niveau 4 en ce qui concerne le nombre d'experts consultés, c'est-à-dire que 4 groupes de 4 experts différents ont réalisé chacun leur zonage sismique et une synthèse en a été faite à la fin.

C'est de cette étude que RESONANCE a tiré ses conclusions sur Fessenheim qui n'était concerné qu'à la marge et pas spécialement étudié. Certaines études d'expert considèrent donc

que Fessenheim est dans la même zone sismo-tectonique que Bâle ce qui conduit suivant la méthodologie à transférer directement le séisme de Bâle sous le site d'où la magnitude 6,9 prise en compte dans ce rapport.

D'après TEGG, ce n'est pas si évident car le schéma que les géologues connaissent est l'affrontement de 2 formations : l'une est celle du Bassin Rhénan, qui serait inactive et l'autre une structure contenant le Jura, orthogonale à la précédente, et qui serait active. TEGG considère que Fessenheim appartient à la première et Bâle appartient à cette dernière. Ceci est encore un sujet de débats d'experts.

A la suite du séisme qui a touché la centrale de Kashiwazaki-Karima en Aout 2007, l'AIEA a remis à jour le Safety Guide SSG-9 « SEISMIC HAZARDS IN SITE EVALUATION FOR NUCLEAR INSTALLATIONS » en 2010.

Au Japon, on sait qu'il y a eu en effet une défaillance du côté des sismologues car les failles offshore à l'origine du séisme n'avaient pas été identifiées. Depuis, le Japon avait revu à la hausse tous les standards sismiques notamment sur la recherche et l'étude des failles dites secondaires. C'est pourquoi l'AIEA insiste aujourd'hui particulièrement sur ce point. Voici ce que dit le Safety Guide sur les failles :

La question des failles capables pour les centrales nucléaires existantes :

Si elle ne se pose pas dans le cadre de sites de constructions neuves, il est recommandé de procéder à une nouvelle estimation du caractère sismogène des failles pour les installations existantes.

EDF procède donc actuellement à une réévaluation des failles connues autour des sites pour en évaluer le caractère sismogène.

TEGG a lancé un projet de géophysique qui concerne une faille qui longe la Garonne au niveau du bas-Floirac. Le dernier séisme important lié à cette faille date du 10 août 1759. Cependant, Floirac, comme le reste du département de la Gironde, est considéré comme une zone de sismicité négligeable mais risquerait d'augmenter le niveau sismique de Golfech. Ainsi, de l'autre côté du Rhin à quelque 5 km, en Allemagne, une faille a été identifiée et il faut savoir si elle est sismogène ou pas. Cette affaire est entre les mains de l'IPG de Strasbourg mais n'avance pas faute de financements. TEGG reste associé néanmoins. Il faut savoir qu'autant il est « simple » d'évaluer l'activité d'une faille dans les zones très sismiques en observant la topographie des terrains et en suivant la déformation au cours du temps, autant c'est extrêmement difficile dans les zones de moyenne sismicité. Car les phénomènes sont très lents et très faibles d'autant que dans le cas de Fessenheim la présence de sel dans le sous-sol masque les déformations en surface. TEGG pense, comme dans le cas de Bordeaux, que la présence d'une faille n'est pas rédhibitoire mais agit comme un « paratonnerre » ; la sismicité moyenne d'une région restant constante, la présence d'une faille « drainerait » l'activité sismique en imposant au foyer d'un hypothétique séisme de se trouver sur cette faille et non sous le site lui-même.

Par rapport au nouveau zonage sismique de la France, TEGG constate aussi les mêmes écarts avec les estimations de l'EC 8 Annexe Nationale pour les installations à risque normal qui conduit à un niveau sismique supérieur au niveau sismique actuel de Fessenheim.

En conclusion, le sujet Fessenheim n'est pas éteint même s'il n'y a pas d'actions concrètes dans le cadre des ECS Fukushima mais plutôt dans un cadre de R&D (failles).

9.7 Annexe du § 4.5 : Résultats d'exploitation

Disponibilité et utilisation des réacteurs de production électrique

Tranches	Type	Pui MWe	MSI	Kd depuis J0	Moyennes	Rang dans le parc
FES 1	CP0	880	janv-78	70,61	Fes = 72.21	Moyenne 6 tranches CP0, 72,80
FES 2	CP0	880	avr-78	73,81		
BUG 2	CP0	910	mars-79	72,15	Bug = 73.08	
BUG 3	CP0	910	mars-79	70,32		
BUG 4	CP0	880	juil-79	73,71		
BUG 5	CP0	880	janv-80	76.15		
						CP0 5 ^{ème}

DAM 1	CP1	890	sept-80	76,42		
DAM 2	CP1	890	févr-81	77,17		
DAM 3	CP1	890	mai-81	77,68		
DAM 4	CP1	890	nov-81	76,65		
GRA 1	CP1	910	nov-80	76,42		
GRA 2	CP1	910	déc-80	79,07		
GRA 3	CP1	910	juin-81	78,63		
GRA 4	CP1	910	oct-81	79,35		
GRA 5	CP1	910	janv-85	80,78		
GRA 6	CP1	910	oct-85	80,11		
TRI 1	CP1	915	déc-80	76,90		
TRI 2	CP1	915	déc-80	76,75		
TRI 3	CP1	915	mai-81	78,80		
TRI 4	CP1	915	nov-81	79,30		
BLA 1	CP1	910	déc-81	76,75		
BLA 2	CP1	910	févr-83	80,80		
BLA 3	CP1	910	nov-83	80,50		
BLA 4	CP1	910	nov-83	79,40	78,42	CP1 2 ^{ème}

SLB 1	CP2	915	août-83	76,50		
SLB 2	CP2	915	août-83	77,90		
CRU 1	CP2	915	avr-84	78,70		
CRU 2	CP2	915	avr-85	77,34		
CRU 3	CP2	915	sept-84	79,31		
CRU 4	CP2	915	févr-85	77,30		
CHB 1	CP2	905	févr-84	77,50		
CHB 2	CP2	905	août-84	77,80		
CHB 3	CP2	905	mars-87	78,35		
CHB 4	CP2	905	avr-88	78,35	77,91	CP2=3 ^{ème}

Extraits des Rapports AIEA

Performance pour les années complètes d'exploitation Fessenheim 1

Année	L'énergie	Capacité	Facteur de disponibilité de l'énergie (%)		Facteur de charge (%)		Temps annuel On Line	Indisponibilités Etude 2002
	(GWe.h)	(MWe)	Annuelle	Cumulatifs	Annuelle	Cumulatifs	(Heures)	
1977	932.4	887	15.88		16.22		2019	
1978	6079.2	890	78.17	78.17	77.97	77.97	7302	
1979	4542	890	58.75	68.46	58.26	68.12	5338	
1980	5510	890	70.74	69.22	70.48	68.91	6350	
1981	5065.3	890	65.3	68.24	64.97	67.92	5844	
1982	1848.2	880	24.01	59.48	23.98	59.22	2138	
1983	5690	880	75.33	62.1	73.81	61.63	6701	
1984	6503	880	85.18	65.38	84.13	64.83	7731	
1985	6044.6	880	79.84	67.18	78.41	66.52	7105	
1986	5661.3	880	74.74	68.01	73.44	67.28	6702	
1987	5029.6	880	73.6	68.57	65.24	67.08	6147	
1988	5399	880	77.87	69.41	69.85	67.33	7069	
1989	3253.331	880	43.44	67.26	42.2	65.25	4108	
1990	5036.686	880	74.58	67.82	65.34	65.25	6481	20.40 ^ 5.02
1991	4053.538	880	55.47	66.94	52.58	64.35	4900	44.30 ^ 0.23
1992	4867.064	880	66.87	66.94	62.96	64.26	6079	32.70 ^ 0.43
1993	5548.68	880	74.64	67.42	71.98	64.74	7161	19.10 ^ 6.26
1994	6186.141	880	86.45	68.53	80.25	65.65	7508	12.60 ^ 0.95
1995	5856.089	880	84.68	69.43	75.97	66.22	6990	14.50 ^ 0.82
1996	6164.966	880	85.21	70.26	79.75	66.93	7544	14.60 ^ 0.19
1997	5826.789	880	81.53	70.82	75.59	67.36	7209	18.40 ^ 0.07
1998	4617.052	880	61.66	70.38	59.89	67.01	5727	34.70 ^ 3.64
1999	5228.786	880	70.8	70.4	67.83	67.05	6283	28.80 ^ 0.40
2000	5782.647	880	80.82	70.86	74.81	67.38	7145	18.90 ^ 0.28
2001	5507.529	880	78.36	71.17	71.44	67.55	7095	
2002	2989.746	880	41.08	69.97	38.78	66.4	3832	
2003	6985.198	880	96.45	70.98	90.61	67.33	8518	
2004	3726.492	880	49.64	70.19	48.21	66.62	4500	
2005	5448.419	880	75.32	70.37	70.68	66.77	6673	
2006	6875.717	880	93.5	71.17	89.19	67.54	8338	
2007	4666.981	880	61.11	70.84	60.54	67.31	5715	
2008	5147.363	880	66.84	70.71	66.59	67.28	6120	
2009	5382.771	880	70.1	70.69	69.83	67.36	6365	
2010	5181.476	880	68.01	70.61	67.22	67.36	6209	

Performance pour les années complètes d'exploitation Fessenheim 2

Année	L'énergie	Capacité	Facteur de disponibilité de l'énergie (%)		Facteur de charge (%)		Temps annuel On Line	Indisponibilités Etude mars 2002
	(GWe.h)	(MWe)	Annuelle	Cumulatifs	Annuelle	Cumulatifs	(Heures)	
1977	212.2	882	10.74		11.66		655	
1978	5760.4	890	81.8		81.47		7032	
1979	4521	890	58.68	58.68	57.99	57.99	5684	
1980	5601	890	72.21	65.45	71.64	64.83	6603	
1981	6055	890	79.45	70.11	77.66	69.1	7117	
1982	6047.9	880	93.12	75.81	78.45	71.42	8247	
1983	4315	880	58.18	72.31	55.97	68.35	5206	
1984	6459	880	88.44	74.99	83.56	70.88	7860	
1985	5917.2	880	78.64	75.51	76.76	71.71	7248	
1986	5522.5	880	73.2	75.22	71.64	71.7	6573	
1987	6150.1	880	82.64	76.04	79.78	72.6	7335	
1988	4830	880	69.81	75.42	62.48	71.59	6158	
1989	5643.368	880	96.16	77.3	73.21	71.73	6944	
1990	3552.397	880	49.62	75	46.08	69.6	4612	48.00 ^ 2.38
1991	5308.43	880	72.78	74.83	68.86	69.55	6537	26.70 ^ 0.52
1992	2202.029	880	29.94	71.62	28.49	66.62	2699	70.10 ^ 0.04
1993	5775.086	880	77.57	72.02	74.92	67.17	7167	18.90 ^ 3.53
1994	5294.892	880	98.22	73.65	68.69	67.26	6807	1.50 ^ 0.28
1995	5098.25	880	70.48	73.47	66.14	67.2	6305	28.40 ^ 1.12
1996	6192.105	880	84.43	74.08	80.11	67.91	7515	15.10 ^ 0.47
1997	5808.561	880	80.01	74.39	75.35	68.3	6982	19.40 ^ 0.59
1998	5597.002	880	73.67	74.35	72.61	68.52	6797	23.60 ^ 2.73
1999	6392.586	880	86.4	74.92	82.93	69.2	7708	12.90 ^ 0.70
2000	3730.373	880	51.05	73.84	48.26	68.25	4514	48.70 ^ 0.25
2001	6699.947	880	87.27	74.42	86.91	69.06	7876	
2002	6562.582	880	85.64	74.89	85.13	69.73	7729	
2003	4589.495	880	60.67	74.32	59.54	69.32	5434	
2004	6913.744	880	93.55	75.06	89.44	70.1	8435	
2005	6381.236	880	85.07	75.43	82.77	70.56	7813	
2006	4803.119	880	64.69	75.05	62.31	70.27	5844	
2007	4816.724	880	62.91	74.63	62.48	70	5781	
2008	5131.402	880	66.79	74.37	66.38	69.88	6384	
2009	3366.578	880	43.92	73.39	43.67	69.04	4206	
2010	6573.078	880	87.02	73.81	85.27	69.54	8100	

9.8 Annexe du § 4.7 : Comptabilisation des situations

Le comportement des situations est analysé « sur la base d'un catalogue de situations de conception ». Ces situations ont été définies avec des hypothèses pénalisantes afin d'obtenir des évolutions de température et pression enveloppes des situations réelles. Les objectifs de la comptabilisation consistent à vérifier que le CPP et le CSP ne sont pas soumis à des contraintes plus sévères ou plus nombreuses que celles retenues à la conception. En fonction du retour d'expérience, **le dossier de situations peut être réexaminé** et la vérification du respect des critères mécaniques est réalisée dans le cadre de la révision du dossier d'analyse du comportement correspondant. L'analyse tient compte du retour d'expérience, il ne doit pas se borner à vouloir éviter un dépassement du nombre d'occurrences, mais à limiter la consommation des situations, de façon à améliorer le fonctionnement du réacteur et donc la sûreté. Pour la majorité des situations, le nombre comptabilisé est largement inférieur aux prévisions.

5-7-1- Consommation des situations considérées comme critiques pour la tranche 1 :

Deux situations sont identifiées « à risque » :

- Pour les 100 situations « 28 D2 », choc froid à l'état monophasique, 85 ont été consommées. En extrapolant d'une façon linéaire, la date d'atteinte du nombre maximal d'occurrences, l'année de dépassement est située à 2017.
- Constat identique pour la situation « 46 A », mise en service intempestive de l'aspersion auxiliaire, dont le nombre maximum est de 16 et qui atteint actuellement 14. L'année prévisionnelle de dépassement est fixée à 2015. L'essai périodique auquel est rattachée cette situation correspondait à une dépressurisation du circuit primaire depuis le panneau de repli. Le nombre de situations n'a plus évolué depuis la suppression de cet essai.

5-7-2- Consommation des situations considérées comme critiques pour la tranche 2 :

Deux situations sont identifiées « à risque » :

- La « 71 C2 », descente en pression du CPP d'amplitude comprise entre 45 bars et 30 bars : sur les 50 allouées, 41 ont été consommées. L'année de dépassement est actuellement fixée à 2017.
- Concernant la « 37 A », arrêt de la décharge et remise en service sans arrêt de la charge générant des amplitudes inférieures à 180°C, 177 situations ont été consommées pour 200 allouées. L'extrapolation du dépassement se situe actuellement à l'année 2018.

Ces transitoires qui génèrent des situations « en principe de dépassement » sont analysées dans le but de :

- modifier les procédures concernées,
- demander une augmentation du nombre prévu d'occurrences.

Comme noté au paragraphe 4.7, ces situations ont pour la majorité été générées au moment du démarrage des tranches.

10. GLOSSAIRE

Rubrique	Libellé
AAR	Arrêt Automatique Réacteur
AFPS	Association Française de génie Para-Sismique
AIEA	Agence Internationale de l'Energie Atomique
ASG	Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire
BDS	Bâtiment de Sécurité et de Surveillance de l'environnement
BK	Bâtiment Combustible
BL	Bâtiment Electrique
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CCG	Centrale Combiné Gaz
BWR	Boiling Water Reactor
CMS	Cote Majorée de Sécurité
CNEPE	Centre National d'Equipeement et de Production d'Electricité
CPP	Circuit Primaire Principal
DAB	Dispositifs Auto-Bloquants
DAC	Décret d'Autorisation de Création
DAPE	Dossier d'Aptitude à la Prolongation d'Exploitation
DRIRE	Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement
DUS	Diesel d'Ultime Secours
EAS	Système d'Aspersion de l'Enceinte
ECS	Etudes Complémentaires de Sécurité
EPR	European Pressurized Reactor
EPRI	Electric Power Research Institute
FARN	Force d'Action Rapide Nucléaire
FSH1 FSH2	Fessenheim1 Fessenheim2
GCA	Grand Canal d'Alsace
GCT	Groupement Contournement Turbine
GMPP	Groupe Moto-Pompe Primaire
GPV	Purges Vapeur Turbine

GSIEN	Groupe des Scientifiques pour l'Information sur l'Energie Nucléaire
GSS	Sécheurs-Surchauffeurs de la vapeur
GV	Générateur de Vapeur
HSK	Autorité de Sûreté suisse
ICPE	Installations Classées Pour l'Environnement
IEER	Institute for Energy and Environmental Research
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
IS	Injection de Sécurité
LLS	Alimentation électrique d'ultime Secours
MIS	Machine d'Inspection en Service
NQME	Non Qualités de Maintenance et d'Exploitation
PBMP	Programme de Base de Maintenance Préventive
PPI	Plan Particulier d'Intervention
PSI	Programme de Surveillance de l'Irradiation
PTR	Système de Refroidissement de l'eau des Piscines
PUI	Plan d'Urgence Interne
PWR	Pressurised Water Reactor
REB	Réacteur à Eau Bouillante
REP	Réacteur à Eau Pressurisée
REX	Retour d'EXpérience
RFS	Règles Fondamentales de Sûreté
RGV	Remplacement des Générateurs de Vapeur
RIC	Instrumentation du Cœur du Réacteur
RIS	Injection de Secours du Réacteur
RP	Radioprotection
RRI	Circuit de Réfrigération Intermédiaire des auxiliaires nucléaires
SCC	Structures, Systèmes et Composants
SEB	Circuit d'Eau Brute
SMA	Sismic Margin Assessment
SMHV	Séisme Maximum Historique Vraisemblable
SMS	Séisme Majoré de Sécurité
TAC	Turbine A Combustion

TEGG	Unité EDF Technique d'Exécution Géologie Géotechnique
THF	THermique à Flamme
VD	Visite Décennale

11. BIBLIOGRAPHIE

Notes techniques :

- ✓ Analyse de la consommation des situations d'exploitation au 31/12/2010,
- ✓ Dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation des tranches 1 et 2 du CNPE de Fessenheim,
- ✓ Analyse du comportement sismique des digues du bief de Fessenheim. Présentation à la CLIS de Fessenheim du 28 Juin 2011,
- ✓ Evaluation de la stabilité sismique des digues Jean-Jacques Fry (EDF-CIH). Communication au Colloque du CFGB sur le comportement des digues,
- ✓ Notes internes EDF-CIH,
- ✓ Rapport EDF du 15 Septembre 2011 « Evaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima,
- ✓ Rapport de conclusions du Réexamen VD3 de la tranche 1 de Fessenheim D5190-10-0814.
- ✓ Avis ASN du 1er Juillet 2009 sur les aspects génériques de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MWe à l'issue de la 3^{ème} décennale,
- ✓ Avis ASN du 4 Juillet 2011 n°2011-AV sur la poursuite de l'exploitation du réacteur 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim après 30 ans de fonctionnement,
- ✓ Avis ASN du 3 Janvier 2012 n°2012-AV-0139 sur les évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires au regard de l'accident de Fukushima,
- ✓ Avis ASN du 26 Juin 2012 CODEP-DCN-2012-020754 sur les Evaluations complémentaires de sûreté Post Fukushima réalisés en 2011 par EDF,
- ✓ Décision ASN du 26 Juin 2012 DCN-2012-0284 fixant à EDF des prescriptions complémentaires applicables au site électronucléaire de Fessenheim au vu des conclusions des évaluations complémentaires de sûreté de l'INB n°75,
- ✓ Rapports annuels ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France,
- ✓ Site de l'ASN : www.asn.fr
- ✓ IRSN : film vidéo sur l'accident de Fukushima,
- ✓ Site de l'IRSN : www.irsn.fr

Rapports :

- ✓ Rapport " énergies 2050 " par Jacques PERCEBOIS et Claude MANDIL,
- ✓ Sûreté nucléaire en France post-Fukushima : Analyse critique des Evaluations Complémentaires de Sûreté menées sur les installations nucléaires françaises après Fukushima par Arjun Makhijani et Yves Marignac février 2012, dit « rapport WISE »,
- ✓ Rapport GSIEN sur la Visite Décennale n°3 du réacteur 2 du CNPE Fessenheim (expertise à la demande de la CLIS de Fessenheim) Jean-Marie BROM, Gérard GARY, Monique SENÉ, Raymond SENÉ juin 2012,
- ✓ CLIS Comportement sismique des digues du bief de Fessenheim.

