

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté

RAPPORT DSR N° 157

Réunion du Groupe Permanent chargé des Réacteurs nucléaires du 5 juillet 2007

DIRECTION DE LA SÛRETÉ DES RÉACTEURS

RÉSUMÉ

CONTEXTE

Lors de l'examen des études engagées dans le cadre du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe associé à leurs troisièmes visites décennales (VD3 900), Électricité de France a présenté une proposition de méthode d'analyse des modifications envisagées en fonction d'une part de leur coût, d'autre part de leur bénéfice pour la sûreté. Compte tenu de la transmission tardive des documents détaillant cette proposition, cette nouvelle approche n'a pu ni être instruite par l'IRSN ni utilisée dans le cadre des VD3 900.

Cependant, Électricité de France avait présenté les principes et les résultats de cette démarche aux membres du Groupe Permanent d'experts pour les Réacteurs nucléaires (GPR) lors des réunions des 3 février 2005 et 24 mars 2005. Cette présentation avait suscité de nombreux commentaires, mettant en évidence la nécessité de discussions approfondies sur le sujet.

Souhaitant voir prises en compte, dans les réexamens de sûreté, des démarches de type « coût-bénéfice pour la sûreté » en tant qu'aide à la hiérarchisation et à la décision pour la mise en oeuvre d'améliorations de la sûreté des réacteurs, l'autorité de sûreté nucléaire (ASN) a décidé, en concertation avec l'IRSN, de consulter le GPR sur la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » proposée par Électricité de France en vue d'une application pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe. A ce titre, elle a demandé au GPR son avis sur les principes et les conditions d'utilisation de la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » et le cas échéant les modifications à apporter à cette démarche.

PRINCIPES DE LA METHODE

Afin de prendre en compte les enjeux relatifs à la sûreté, à la radioprotection et à la protection de l'environnement et dans un contexte de moyens financiers cadrés, Électricité de France a décidé de développer une démarche « Coût-Bénéfice pour la Sûreté » en tant que moyen d'aide à la hiérarchisation et à la décision.

Le principe de la méthode est d'évaluer :

- d'une part, le coût global de dispositions permettant d'améliorer la sûreté ; ce coût recouvre l'ensemble des coûts d'études, des coûts de réalisation et des coûts d'exploitation (impact sur la disponibilité, maintenance ...) ;
- d'autre part, le bénéfice au plan de la sûreté et de la radioprotection de ces dispositions évalué lui aussi sur un plan financier ;
 - au plan de la sûreté, l'efficacité de ces dispositions est évaluée en termes de réduction de risque pour des scénarios d'accidents type concernés ; l'indicateur financier est obtenu en intégrant cette réduction du risque dans le coût estimé de ces accidents (produit des deux facteurs) ;
 - au plan de la radioprotection, l'indicateur financier est obtenu par le montant financier de la dose évitée (sur la base d'un coût estimé de l'homme-sievert).

Le rapport entre le bénéfice et le coût constitue l'indicateur d'efficacité sûreté (IES) permettant d'illustrer la hiérarchisation visée.

Le domaine d'application privilégié à ce jour par Électricité de France est la définition de la priorité de modifications à réaliser lors d'une visite décennale au sein d'un lot de modifications envisageables.

CONTENU DE L'ANALYSE MENEÉ PAR L'IRSN

Afin de situer la méthode proposée par Électricité de France, l'IRSN s'est tout d'abord intéressé aux méthodes de type coût-bénéfice développées à l'étranger dans le domaine de l'énergie nucléaire et a tiré un certain nombre d'enseignements, issus notamment de comparaisons effectuées avec les méthodes nord-américaines.

L'IRSN a examiné l'évaluation par Électricité de France des coûts des modifications ainsi que des bénéfices pour la sûreté (pertinence des scénarios retenus par Électricité de France pour évaluer l'impact sur la sûreté, évaluation des conséquences sanitaires et économiques pour chacun de ces scénarios).

L'IRSN a de plus examiné :

- les enseignements de l'application rétrospective de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté » pour les lots de modifications VD2 et VD3 sur les réacteurs de 900 MWe et pour les lots 2001 et VD2 sur les réacteurs de 1300 MWe ;
- le domaine de couverture et de pertinence des études probabilistes de sûreté (EPS), dans l'optique de leur utilisation pour des applications coût-bénéfice, ainsi que les précautions à retenir pour leur utilisation ;
- l'utilisation de la méthode coût-bénéfice dans la démarche décisionnelle globale dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs et le processus d'instruction associé.

Pour effectuer son analyse, l'IRSN a, en complément de l'instruction des dossiers d'Électricité de France, réalisé une étude en propre, visant à évaluer, poste par poste, les conséquences économiques de certains accidents graves pris en compte au titre de la défense en profondeur.

CONCLUSIONS DE L'ANALYSE

ETAT DE L'ART INTERNATIONAL

L'utilisation formalisée de démarches de type coût-bénéfice est à ce jour encore peu répandue à l'international dans le domaine de l'énergie nucléaire ; cette utilisation tend toutefois à se développer. L'examen de la démarche la plus anciennement mise en œuvre, celle de la NRC aux États-Unis, et de la démarche mise en place par des exploitants nucléaires canadiens (le CANDU Owners Group ou COG) montre que ces méthodes cherchent à mettre d'abord en évidence le potentiel de réduction du risque, avant de le mettre en balance avec le coût correspondant. La méthode développée par Électricité de France met en avant directement le rapport des deux facteurs sans véritable mise en exergue de l'enjeu de sûreté seul. Elle ne constitue au stade actuel qu'un élément de jugement parmi d'autres.

Concernant les coûts des accidents graves, Électricité de France a comparé ses propres estimations aux valeurs correspondantes extrapolées par calcul à partir des guides méthodologiques de la NRC et du COG, ainsi qu'aux valeurs issues de l'étude européenne ExterneE. L'IRSN considère qu'il est difficile de tirer des conclusions de ces études ; en effet, d'une part les études mentionnées ne postulent pas les mêmes quantités de rejets radioactifs dans l'environnement, d'autre part l'IRSN estime qu'elles sous-estiment toutes certains postes de coût parfois de façon très importante (coût d'image notamment).

EVALUATION DES COÛTS DES MODIFICATIONS, DES COÛTS D'EXPLOITATION ET DES COÛTS DOSIMÉTRIQUES

Électricité de France évalue le coût global de mise en œuvre d'une modification en évaluant d'une part les coûts liés à la définition et à la réalisation de la modification, d'autre part les coûts ou gains liés à l'exploitation de celle-ci.

L'analyse de cette démarche ainsi que de son application à un échantillon de modifications met en évidence que certains postes participent de manière prépondérante à l'évaluation de ces coûts :

- pour les coûts de réalisation, il s'agit des postes « approvisionnement-travaux » et, le cas échéant, « dosimétrie du chantier » ;
- pour les coûts d'exploitation, il s'agit, lorsqu'ils existent, des postes « gain de disponibilité » et dans une moindre mesure, « dosimétrie en exploitation » et « maintenance ».

En règle générale, le caractère prédominant de ces postes rend superflue l'évaluation des autres postes de coût, ces derniers n'étant pas de nature à modifier significativement le coût global de la modification.

L'IRSN a observé que les IES des modifications pouvaient présenter une forte sensibilité aux hypothèses considérées. C'est en particulier le cas lorsqu'une modification génère des gains de disponibilité, compte tenu de la valorisation importante des heures de production. En conséquence, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France présente, pour les postes participant de façon prépondérante au coût global de chaque modification, les hypothèses retenues et les incertitudes associées, et tienne compte de ces incertitudes dans l'application de la démarche coût-bénéfice.

L'analyse des modifications évaluées par cette démarche montre une dispersion assez faible des coûts d'implantation des modifications, la plupart de ces coûts se situant à plus ou moins une décade du coût moyen des modifications d'un lot, ce coût moyen étant par ailleurs sensiblement similaire d'un lot à un autre. Cette relative homogénéité des coûts conduit, in fine, à leur donner un caractère peu discriminant dans la plupart des cas. La hiérarchisation des modifications est alors conduite par le bénéfice pour la sûreté, dont la dispersion couvre environ cinq décades dans les exemples présentés.

Au plan du coût dosimétrique, Électricité de France a proposé, à l'issue des discussions, de distinguer la valeur prise pour les situations accidentelles (valeur analogue à celle prise en compte par la NRC) de celle utilisée pour évaluer les coûts dosimétriques évités ou pris en phase d'exploitation normale et en phase de chantier, lors de l'implantation de la modification (valeur issue de travaux CEPN qui valorise de manière plus élevée les doses). Cette proposition a été jugée acceptable par l'IRSN.

EVALUATION DES BENEFICES POUR LA SURETE

Les situations et paramètres retenus par Électricité de France pour évaluer l'impact sur la sûreté et la radioprotection sont : le risque de fusion du cœur, l'influence sur le risque de rejets radioactifs de deux scénarios hypothétiques d'accidents graves, les doses, ou le risque de doses, prises par les exploitants ou la population en exploitation normale ou situation incidentelle, hors accident grave. Électricité de France a indiqué qu'il avait engagé, dans le cadre de l'EPS de niveau 2 pour le palier 1300 MWe, un travail de caractérisation plus fine des catégories de rejets et l'IRSN estime que c'est un point positif ; néanmoins, le nombre de catégories de rejets devra rester compatible avec une utilisation simple de la méthode coût-bénéfice.

L'instruction a également mis en évidence qu'il n'était pas souhaitable de mettre sur une échelle commune les modifications liées à la sûreté et les modifications liées à la radioprotection.

Par ailleurs, l'IRSN considère que les conséquences économiques d'un incident maîtrisé peuvent être importantes, compte tenu de l'impact médiatique et politique, et doivent également être considérées. L'IRSN estime ainsi nécessaire que, pour la mise à jour de la méthode coût-bénéfice en vue de son utilisation lors des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France prenne en compte, si nécessaire, les conséquences économiques des accidents maîtrisés pour établir le bénéfice pour la sûreté apporté par les modifications considérées.

De plus, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France présente une évaluation consolidée et argumentée du coût des accidents considérés, en mettant en exergue les sujets pour lesquels il existe des incertitudes importantes et les paramètres pour lesquels il existe une forte variabilité. Un effort important devra en particulier être mené pour apprécier les coûts de gestion des territoires contaminés, les coûts d'image et les impacts sur le parc électronucléaire.

UTILISATION DES EPS

Électricité de France a fourni des applications de la méthode, avec pour objectif principal de permettre de vérifier la faisabilité de l'exercice sur un ensemble de modifications à enjeux de sûreté divers.

Après analyse des exemples d'application présentés par Électricité de France et en tenant compte des aspects généraux relatifs à l'utilisation des EPS (RFS EPS, retour d'expérience des applications antérieures des EPS, etc.), l'IRSN considère que l'utilisation des EPS de niveau 1, qui identifient les séquences menant à la fusion du cœur et déterminent leurs fréquences, dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice, ne présente pas de difficulté majeure. Néanmoins, l'IRSN souligne que, lorsque la méthode coût-bénéfice est appliquée pour hiérarchiser un lot de modifications, les bénéfices pour la sûreté associés aux différentes modifications devraient être quantifiés de manière homogène (hypothèses fonctionnelles, conservatismes, niveau de détail, domaine de couverture).

D'une manière générale, l'IRSN considère que, bien que la méthode coût-bénéfice soit un outil de décision parmi d'autres pour l'établissement de choix stratégiques, tout écart important entre l'estimation du bénéfice sûreté et les exigences déterministes nécessitera de s'interroger sur la pertinence du modèle probabiliste utilisé (domaine de couverture, niveau de détail de la modélisation...). Électricité de France a clairement précisé, lors de l'instruction technique, que les aspects déterministes et réglementaires prévalaient sur l'utilisation de l'approche coût-bénéfice.

L'IRSN note par ailleurs que la méthode coût-bénéfice ne précise pas comment sont abordées les incertitudes dans la quantification des bénéfices pour la sûreté. A cet égard, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prenne en compte les incertitudes des EPS dans l'évaluation des bénéfices pour la sûreté, lors de l'utilisation de la méthode coût-bénéfice. De plus, selon l'IRSN, les valeurs annoncées du bénéfice pour la sûreté doivent toujours être accompagnées par une description des limites et du domaine de couverture des études probabilistes utilisées.

Pour l'IRSN, l'amélioration de la pertinence des évaluations des bénéfices pour la sûreté constitue un des axes d'amélioration de la méthode coût-bénéfice. D'une manière générale, plus l'impact sur la sûreté est important ou plus les incertitudes sont grandes, plus l'analyse se doit d'être rigoureuse.

Sur ce point, l'IRSN considère que certaines évolutions des EPS de niveau 1 seraient utiles pour accroître le champ d'application et la pertinence de la méthode ; les réflexions devraient porter sur :

- l'extension du domaine de couverture, en particulier par la prise en compte des agressions, qu'elles soient d'origine interne ou externe ;
- l'amélioration des méthodes utilisées pour la quantification des événements de type « fuite ou rupture » ;
- des améliorations de la modélisation probabiliste (ventilations, alarmes et indications...).

De même, l'IRSN considère que l'absence de prise en compte de l'état réel des tranches concernées par l'application (données spécifiques, vieillissement, spécificités des sites ...) a un impact non négligeable, et difficilement quantifiable, sur certaines applications coût-bénéfice réalisées en utilisant une EPS de référence « générique » et de « conception ». La prise en compte de l'état réel de réalisation et d'exploitation des tranches dans les EPS constitue pour l'IRSN un autre axe d'amélioration de la méthode coût-bénéfice.

L'IRSN considère que l'utilisation des EPS de niveau 2, qui évaluent la nature, l'importance et les fréquences des rejets hors de l'enceinte de confinement, dans la méthode coût-bénéfice, ne présente pas de difficultés majeures au plan des principes. Cependant, l'IRSN considère que ces EPS doivent être utilisées dans la méthode coût-bénéfice avec beaucoup de prudence et en procédant à une analyse systématique des incertitudes liées aux modélisations.

Certaines limitations devront de plus faire l'objet d'une prise en compte par Électricité de France. Elles concernent :

- les conservatismes introduits dans l'EPS de niveau 2 par Électricité de France et qui sont susceptibles de poser des difficultés dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice, car ils peuvent conduire à masquer l'importance de certains risques, voire à faire disparaître tout bénéfice pour la sûreté pour certaines modifications qui ne traiteraient pas les risques associés à des conservatismes dans l'EPS de niveau 2 ;
- l'absence de prise en compte de certains initiateurs (en particulier les agressions externes) dans les EPS de niveaux 1 et 2 qui peut conduire à sous-estimer la valorisation de certaines modifications visant à limiter les conséquences des accidents graves, puisqu'une partie seulement du risque est prise en compte.

L'analyse d'Électricité de France devra être complétée par une estimation des incertitudes sur l'IES prenant en compte à la fois les incertitudes sur les fréquences et sur les niveaux de rejets.

Par ailleurs, la définition de l'IES permet d'envisager un couplage plus direct entre la méthode coût-bénéfice et les EPS de niveau 2, sans nécessairement avoir recours à des termes sources de référence associés à des accidents type, qui ne représentent pas l'ensemble des situations ressortant des EPS de niveau 2. L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prévoie, dans une évolution ultérieure de la méthode coût-bénéfice, que le choix des échelles soit défini à partir de catégories de rejets issues de l'EPS de niveau 2 qui regrouperaient des séquences accidentelles dont les conséquences seront jugées comparables.

Enfin, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France considère pour l'évaluation des bénéfices pour la sûreté liés à une modification, les résultats obtenus par son EPS de niveau 2 pour le premier mode de rupture du confinement susceptible de survenir lors de la progression de l'accident, mais également pour les modes de rupture ultérieurs éventuels afin de ne pas sous-estimer le bénéfice pour la sûreté de modifications liées aux phases les plus tardives d'un accident.

UTILISATION DE LA DEMARCHE COUT-BENEFICE DANS LE CADRE DU REEXAMEN DE SURETE

L'objectif d'Électricité de France est d'intégrer dans les processus décisionnels son souci d'utiliser ses ressources avec le meilleur bénéfice possible pour la sûreté.

Pour Électricité de France, le domaine d'application privilégié de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté qu'il a développée est la hiérarchisation et la sélection, au sein d'un lot, de modifications d'amélioration de la sûreté avec, comme première utilisation, le réexamen VD3 du palier 1300 MWe. D'autres applications sont possibles. En effet, cette démarche peut être appliquée à toute analyse d'un lot d'évolutions matérielles ou de conduite des installations ayant un impact direct sur la sûreté et un coût, pour peu que les outils nécessaires à l'évaluation du bénéfice pour la sûreté de la modification, notamment les études probabilistes, soient disponibles et à même de fournir un résultat suffisamment fiable.

Néanmoins, Électricité de France est prudent quant à une éventuelle extension du domaine d'application et des pratiques au stade actuel de la démarche, et soucieux d'optimiser l'emploi de ses ressources d'études sur le sujet. Électricité de France exclut d'utiliser la démarche coût-bénéfice pour la sûreté pour les actions engagées au titre de ses propres engagements, du respect de la réglementation et des décisions de l'ASN.

En termes de pratiques, les deux utilisations de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté principalement retenues sont :

- la sélection de modifications, soit par hiérarchisation (en relatif), soit par application de seuils décisionnels (en absolu) ;
- la comparaison de stratégies ou de solutions de traitement.

Toutefois, d'autres applications seraient envisageables :

- l'évaluation du gain qu'apporterait une amélioration de sûreté ;
- l'évaluation du risque pour la sûreté d'un écart de conformité aux exigences de sûreté.

Pour maximiser l'apport de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, il faut l'insérer au plus tôt dans le processus décisionnel sous réserve, selon Électricité de France, que les enjeux tant de sûreté qu'économiques justifient un tel engagement.

Électricité de France envisage enfin l'utilisation de seuils décisionnels pour le rapport « bénéfice pour la sûreté / coût ». L'IRSN n'est pas opposé sur le principe ; néanmoins, au stade actuel de développement de la démarche, il n'envisage l'utilisation que d'un seul seuil au-dessus duquel la modification serait à retenir. En dessous de ce seuil, une analyse plus fine, avec d'autres critères (notamment le bénéfice pour la sûreté), est alors nécessaire pour prendre une décision.

Pour le cas spécifique des réexamens de sûreté, Électricité de France a proposé une utilisation prudente de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté dans le processus décisionnel. L'instruction a permis de clarifier les apports possibles de cette démarche en fonction de ses possibilités d'utilisation avec toutefois, pour Électricité de France, une application conditionnée par les enjeux associés à la modification et par les limites de l'outil.

L'IRSN insiste sur la prépondérance qu'il convient d'accorder au « bénéfice pour la sûreté » et exclut l'utilisation de toute limite budgétaire, établie a priori à partir de la valorisation financière de l'objectif sûreté à atteindre ainsi que toute évolution qui remettrait en cause la démonstration de sûreté.

L'IRSN considère qu'une distinction claire doit être faite entre les modifications d'amélioration de la sûreté et celles ayant pour objet de corriger des écarts de conformité aux exigences de sûreté. En effet, si la question de mettre en œuvre, ou non, une amélioration de sûreté peut être posée, l'IRSN estime qu'il ne peut en être de même pour celles qui visent à corriger un écart de conformité. Aussi, la démarche coût-bénéfice pour la sûreté ne peut être utilisée, dans ce cas, que de deux manières :

- pour définir l'urgence du traitement correctif et la nature d'éventuelles mesures compensatoires en attente de ce traitement à partir de l'évaluation du risque pour la sûreté ;
- pour aider au choix de la solution de traitement en comparant les évaluations coût-bénéfice pour la sûreté des différentes options envisageables.

Enfin, l'IRSN considère que, pour pouvoir disposer d'une hiérarchisation exploitable, il est nécessaire d'avoir un échantillon suffisamment large de modifications évaluées, couvrant également une plage suffisante de valeurs d'IES, quitte à y intégrer des modifications pour lesquelles la décision est déjà acquise, comme, par exemple, des modifications de conformité.

Lorsqu'Électricité de France examine, pour traiter un problème, plusieurs solutions, et que les bénéfices pour la sûreté associés sont sensiblement différents, l'IRSN estime alors nécessaire qu'Électricité de France présente la justification de son choix, incluant les stratégies et solutions examinées avec les critères de sélection pris en compte.

L'IRSN considère que l'intégration de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté dans le processus décisionnel n'est pas à ce jour suffisamment claire pour ce qui concerne l'instruction des études du réexamen de sûreté. Ceci concerne en particulier les étapes de diffusion des analyses décisionnelles et des listes de hiérarchisation, sachant qu'il faut tenir compte de l'existence de plusieurs réunions du GPR associées au réexamen de sûreté et de leur cadencement.

CONCLUSION GENERALE

L'IRSN estime acceptable, dans le principe, l'utilisation d'une démarche de type coût-bénéfice pour la sûreté appliquée à la hiérarchisation d'un lot de modifications dans le cadre de réexamens de sûreté, un exercice d'applicabilité ayant été réalisé en considérant les lots VD2, VD3 900 et VD2 1300.

L'analyse de l'IRSN a néanmoins mis en évidence la nécessité d'un certain nombre d'évolutions de la méthode, et en particulier la nécessité de disposer d'une nouvelle évaluation des conséquences économiques des accidents. L'IRSN estime nécessaire que, dans l'optique d'une utilisation de la méthode lors des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France transmette, sous un an, une démarche actualisée.

L'IRSN souligne que l'élargissement du domaine d'applicabilité de la méthode suppose des réflexions sur l'extension du domaine de couverture des EPS et, qu'en l'attente, les limites des modèles EPS actuels doivent être systématiquement signalées et prises en compte dans les applications de la méthode. L'IRSN attire l'attention sur le fait que des limitations doivent être fixées à l'utilisation d'une démarche de type coût-bénéfice. A cet égard, l'IRSN est opposé par principe à des initiatives qui se traduiraient par une remise en cause de la démonstration de sûreté, proposées sur la base de seuls arguments économiques.

Par ailleurs, l'IRSN considère que le processus décisionnel proposé par Électricité de France n'est pas à ce jour suffisamment clair pour ce qui concerne l'instruction des études du réexamen de sûreté et qu'en préalable au réexamen de sûreté VD3 du palier 1300 MWe, Électricité de France devra préciser les échéances décisionnelles, ainsi que celles d'envoi des données nécessaires aux instructions associées.

Enfin, l'IRSN souligne le fait que la démarche « Coût-Bénéfice Sûreté » est un outil d'aide à la hiérarchisation et à la décision qui ne peut intervenir qu'en complément des analyses plus traditionnelles, notamment déterministes. La première utilisation lors des VD3 1300 se devra donc d'être prudente.

SOMMAIRE GENERAL DU RAPPORT DSR N° 157

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION.....	13
I. HISTORIQUE DU DOSSIER (VD3 900 MWE).....	13
II. ANALYSE PRELIMINAIRE DE L'IRSN.....	14
III. ÉLÉMENTS PORTES A L'INSTRUCTION DU GP.....	16
IV. DEMANDES FORMULEES PAR L'ASN DANS LE CADRE DE LA PRESENTE INSTRUCTION.....	16
V. CONTENU DE L'ANALYSE MENEES PAR L'IRSN.....	18
REFERENCES DU CHAPITRE 1.....	20
TABLEAUX DU CHAPITRE 1.....	21
CHAPITRE 2 : PRESENTATION DE LA METHODE ET DE SES APPLICATIONS POTENTIELLES.....	23
I. INTRODUCTION.....	23
II. PRINCIPE DE LA METHODE.....	23
III. ÉVALUATION DE L'ENJEU COUT.....	25
<i>III.1. Identification des coûts.....</i>	<i>25</i>
<i>III.2. Évaluation des coûts.....</i>	<i>26</i>
IV. ÉVALUATION DE L'ENJEU SURETE.....	27
V. ÉVALUATION DE L'INTERET D'UNE MODIFICATION.....	29
VI. EXEMPLES D'APPLICATION.....	31
<i>VI.1. Comparaison de stratégies de traitement d'un problème.....</i>	<i>31</i>
<i>VI.2. Hiérarchisation d'un lot de modifications.....</i>	<i>33</i>
VI.2.1. Réalisation d'une analyse coût-bénéfice par dossier.....	33
VI.2.2. Hiérarchisation globale des modifications.....	33
<i>VI.3. Autres applications potentielles.....</i>	<i>34</i>
REFERENCES DU CHAPITRE 2.....	35
FIGURES DU CHAPITRE 2.....	36
CHAPITRE 3 : ÉTAT DE L'ART INTERNATIONAL.....	41
I. LA DEMARCHE RISK-INFORMED.....	41
I.1. À l'AIEA.....	41
I.2. Aux États-Unis.....	42
I.3. En France.....	43
I.4. Dans d'autres pays européens.....	44
I.5. L'approche spécifique coût-bénéfice.....	45
II. LES METHODES FORMALISEES DE TYPE COUT-BENEFICE EXISTANTES.....	45
II.1. Positionnement général de la méthode proposée par Électricité de France pour la hiérarchisation de modifications.....	45
II.2. Description de la démarche NRC aux États-Unis.....	47
II.2.1. Classification des problèmes de sûreté.....	47
II.2.2. Étapes suivantes.....	50

<i>II.3. Description de la démarche du groupe COG au Canada</i>	50
II.3.1. La démarche	51
II.3.2. Indications apportées par l'Autorité de sûreté canadienne quant à l'utilisation de la démarche coût-bénéfice	54
<i>II.4. Comparaison des démarches NRC, COG et EDF</i>	56
II.4.1. Points essentiels de la démarche NRC	56
II.4.2. Points essentiels de la démarche du groupe COG	56
II.4.3. Points essentiels de la démarche d'Electricité de France	57
II.4.4. Comparaison des méthodes	57
<i>II.5. Extension de la méthode d'Electricité de France à des « bandes décisionnelles »</i>	58
III. L'EVALUATION MONETAIRE DES ACCIDENTS	60
<i>III.1. Valorisation monétaire des doses</i>	61
III.1.1. Valeur monétaire de l'homme rem prise en compte aux États-unis	61
III.1.2. Pratique du NRPB (UK)	63
III.1.3. Synthèse des valorisations considérées à l'international	63
<i>III.2. Coût des accidents graves</i>	64
III.2.1. Postes de coût d'un accident	64
III.2.2. Taux et durée d'actualisation	66
III.2.3. Valorisations des accidents graves de types S1 et S3	68
IV. CONCLUSION DE L'EXAMEN DE L'ETAT DE L'ART INTERNATIONAL	75
REFERENCES DU CHAPITRE 3	76
TABLEAUX DU CHAPITRE 3	78
FIGURES DU CHAPITRE 3	88

CHAPITRE 4 : ANALYSE DE LA METHODE COUT-BENEFICE POUR LA SURETE ET LIMITES D'UTILISATION

.....	92
I. ÉVALUATION DES COUTS DES MODIFICATIONS	92
<i>I.1. Coûts de réalisation et d'étude, Gain en disponibilité</i>	92
I.1.1. Présentation de la démarche proposée par Électricité de France	92
I.1.2. Analyse de l'IRSN	95
<i>I.2. Coûts dosimétriques</i>	114
I.2.1. Proposition d'Electricité De France	115
I.2.2. Analyse de l'IRSN	115
II. ÉVALUATION DES BENEFICES POUR LA SURETE	118
<i>II.1. Rappel des demandes formulées par l'ASN</i>	118
<i>II.2. Analyse de la Pertinence des critères retenus (4 échelles)</i>	118
<i>II.3. Évaluation des conséquences sanitaires et économiques des accidents</i>	126
II.3.1. Première évaluation présentée par EDF dans le dossier initial	126
II.3.2. Analyse par l'IRSN de l'évaluation des conséquences économiques des accidents proposée par l'exploitant dans son dossier initial	131
II.3.3. Proposition de démarche pour la valorisation des coûts élaborée par l'IRSN	137

II.3.4. Enseignements de l'étude économique prospective réalisée par l'IRSN	141
II.3.5. Nouvelle proposition transmise par Électricité de France	145
II.3.6. Analyse de la seconde proposition transmise par Électricité de France	147
<i>II.4. Analyse du positionnement respectif des échelles.....</i>	<i>149</i>
II.4.1. Modifications pour lesquelles un positionnement en respectif n'est pas souhaitable	149
II.4.2. Positionnement respectif des échelles	150
<i>II.5. Conclusion sur l'analyse des bénéfices pour la sûreté</i>	<i>152</i>
REFERENCES DU CHAPITRE 4	154
TABLEAUX DU CHAPITRE 4.....	156
FIGURES DU CHAPITRE 4	158

CHAPITRE 5 : APPLICATION DE LA METHODE COUT-BENEFICE A DES MODIFICATIONS MISES EN ŒUVRE A L'OCCASION DE REEXAMENS DE SURETE.....

I. INTRODUCTION : APPLICATION RETROSPECTIVE AUX VD2 ET VD3 900 MWE, LOTS 2001 ET VD2 1300 MWE..	160
II. PRESENTATION DES EXERCICES D'APPLICATION PROPOSES PAR ÉLECTRICITE DE FRANCE	160
II.1. Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté.....	160
II.2. Modifications « non retenues » pour des raisons C/BS dans le cadre des VD3 900 MWe.....	162
II.3. Hiérarchisation des modifications VD3 900.....	163
II.4. Hiérarchisation des modifications VD2 900.....	164
II.5. Hiérarchisation des modifications VD2 1300	166
III. ANALYSE DE L'IRSN	168
III.1. Évaluation des bénéfices pour la sûreté	168
III.1.1. Introduction.....	168
III.1.2. Hiérarchisation des modifications VD3 900	169
III.1.3. Hiérarchisation des modifications VD2 900	173
III.1.4. Hiérarchisation des modifications VD2 1300.....	174
III.2. Évaluation des coûts des modifications	175
III.3. Aspects globaux	176
III.3.1. Présentation des résultats en termes de bénéfices et de coûts cumulés	176
III.3.2. Diagrammes présentant à la fois les Bénéfices Sûreté et les IES.....	180
REFERENCES DU CHAPITRE 5	184
TABLEAUX DU CHAPITRE 5.....	186
FIGURES DU CHAPITRE 5	193

CHAPITRE 6 : UTILISATION DES EPS

I. EPS DE NIVEAU 1	212
I.1. <i>Domaine de couverture et qualité des EPS.....</i>	<i>212</i>
I.1.1. Domaine de couverture.....	212
I.1.2. Spécificités des tranches	213
I.1.3. Précautions dans l'utilisation de l'EPS de niveau 1 pour la méthode coût-bénéfice	214
I.1.4. Cohérence avec la sûreté « déterministe »	218

1.2. Version de l'EPS à utiliser.....	219
1.3. Incertitudes.....	220
1.4. Conclusion à l'utilisation des EPS de niveau 1.....	220
II. EPS DE NIVEAU 2.....	222
II.1. Introduction.....	222
II.2. Position d'EDF.....	222
II.2.1. Limites liées à l'état de développement des EPS de niveau 2.....	222
II.2.2. Précautions d'utilisation des EPS de niveau 2.....	223
II.2.3. Bonnes pratiques pour l'élaboration d'une EPS de Niveau 2.....	224
II.3. Analyse de l'IRSN.....	225
II.3.1. Commentaires généraux sur la position d'Électricité de France.....	225
II.3.2. Domaine de couverture de l'EPS de niveau 2.....	226
II.3.3. Catégories de rejets de l'EPS2 et échelles de la méthode coût-bénéfice.....	227
II.3.4. Réalisme de l'étude EPS 2 et prise en compte des incertitudes.....	228
II.3.5. Conclusion quant à l'utilisation de l'EPS de niveau 2.....	230
REFERENCES DU CHAPITRE 6.....	232
<u>CHAPITRE 7 : UTILISATION D'UNE METHODE COUT-BENEFICE POUR LA SURETE DANS LE CADRE DE REEXAMENS DE SURETE.....</u>	<u>234</u>
I. PREAMBULE.....	234
II. DOMAINES ET PRATIQUES POTENTIELS D'UTILISATION.....	234
II.1. Domaine d'utilisation.....	234
II.1.1. Propositions d'Électricité de France.....	234
II.1.2. Avis de l'IRSN.....	235
II.2. Pratiques d'utilisation.....	236
II.2.1. Propositions d'Électricité de France.....	236
II.2.2. Avis de l'IRSN.....	239
II.2.3. Positionnement d'Électricité de France.....	241
III. UTILISATION DANS LE CADRE D'UN REEXAMEN DE SURETE.....	241
III.1. Propositions d'Électricité de France.....	241
III.2. Avis de l'IRSN.....	242
REFERENCES DU CHAPITRE 7.....	245
<u>CHAPITRE 8 : CONCLUSION.....</u>	<u>246</u>

CHAPITRE 1 : INTRODUCTION

I. HISTORIQUE DU DOSSIER (VD3 900 MWE)

Lors de l'examen des études engagées dans le cadre du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe pour leurs troisièmes visites décennales (VD3 900), Électricité de France a présenté une proposition de méthode d'analyse des modifications envisagées en fonction d'une part de leur coût, d'autre part de leur bénéfice pour la sûreté.

Électricité de France a ainsi transmis, par la lettre en référence [1_3], la note en référence [1_4] qui présentait sa démarche d'évaluation des modifications par une méthode « coût-bénéfice pour la sûreté » ainsi que son application à un lot préliminaire de modifications à réaliser dans le cadre des troisièmes visites décennales des tranches de 900 MWe. Bien qu'affichant dans ces documents une certaine prudence quant à l'utilisation de cette démarche dans le cadre des troisièmes visites décennales des tranches de 900 MWe, compte tenu, notamment, de l'absence d'instruction technique consécutive à la transmission tardive des documents supports, Électricité de France, dans la lettre en référence [1_5], utilisait clairement cette démarche pour l'élaboration de la liste des modifications matérielles qu'il prévoyait d'intégrer au lot VD3.

Compte tenu de la transmission tardive des documents support, cette nouvelle approche n'avait pas pu être instruite par l'IRSN dans le cadre des VD3 900. Néanmoins, Électricité de France avait souhaité exposer, au cours des réunions du Groupe Permanent d'experts pour les Réacteurs nucléaires (GPR) du 3 février 2005 et du 24 mars 2005, les principes et les résultats de la démarche. Lors de ces présentations, les membres du Groupe Permanent ont émis de nombreuses remarques, mettant en évidence la nécessité de discussions approfondies sur le sujet. Ils ont de plus indiqué que, cette démarche étant susceptible d'apporter un éclairage en termes de hiérarchisation des modifications, ils souhaitaient qu'une expertise leur en soit présentée.

L'autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a ensuite indiqué qu'elle souhaitait consulter le GPR sur le champ d'application, la validité, et les précautions éventuelles d'utilisation de cette méthode.

Afin de préparer le cadrage de cette réunion, et par la lettre en référence [1_2], l'ASN a sollicité un avis préliminaire de l'IRSN sur cette démarche d'évaluation des modifications, et, notamment, un premier avis sur les sujets suivants :

- l'exhaustivité et la pertinence des critères retenus par l'exploitant pour évaluer le bénéfice pour la sûreté et le coût des modifications ;
- les correspondances établies par l'exploitant pour caler entre elles les échelles permettant d'évaluer les bénéfices pour la sûreté des modifications ;
- une analyse de l'application de cette méthode à un échantillon représentatif de modifications étudiées par l'exploitant dans la note en référence [1_4] ;
- les limites de l'utilisation de cette méthode en tant qu'outil d'aide à la décision et de hiérarchisation des modifications dans le cadre d'un réexamen de sûreté.

II. ANALYSE PRELIMINAIRE DE L'IRSN

Lors de l'analyse préliminaire du document en référence [1_4], qui a fait l'objet de l'avis en référence [1_18], l'IRSN a mis en évidence les principaux éléments suivants :

« Tout d'abord, l'IRSN souligne qu'il partage le souci de hiérarchisation d'Électricité de France, en y incluant des considérations de type économique. Ainsi, l'utilisation d'une démarche de type « coût-bénéfice pour la sûreté » en tant qu'outil partagé d'aide à la décision, lui paraît acceptable, voire souhaitable, pour autant bien évidemment que les résultats de la démarche ne constituent pas les seuls éléments de décision, et que les limitations et les incertitudes inhérentes ne soient pas telles qu'elles rendent la méthode inapplicable, en pratique.

L'IRSN indique de plus que, ce type d'approche étant largement utilisé au niveau international, Électricité de France devra apporter des éléments d'information sur les méthodes employées à l'étranger et leurs limites d'utilisation.

L'IRSN mentionne que le domaine d'application de la démarche devra faire l'objet de discussions approfondies avec l'exploitant, une première utilisation de la démarche pour la hiérarchisation d'un lot de modifications apparaissant comme un choix pertinent dans la mesure où il s'agit d'un exercice de comparaison de modifications qui ne fait pas intervenir de critère absolu en termes de coût - bénéfice pour la sûreté.

L'IRSN considère que la liste des paramètres retenus par Électricité de France pour l'évaluation des « coûts » devra faire l'objet d'échanges approfondis, notamment sur la base d'exemples concrets, Électricité de France devant présenter de manière détaillée les coûts associés aux différents paramètres retenus et expliciter la manière dont sont calculés et intégrés les coûts dosimétriques.

L'IRSN souligne également que la démarche proposée par Électricité de France n'utilise pas de critères déterministes, qui devraient en particulier conduire à des actions (modifications, remises en conformité...) inconditionnelles, conformément au référentiel de sûreté en vigueur, ce qui n'apparaît pas satisfaisant, et que certains risques, tels que ceux liés aux agressions, n'entrent pas dans la démarche et le processus de quantification. L'IRSN estime dès lors nécessaire qu'Électricité de France étudie la possibilité d'introduire d'autres critères et justifie que les critères finalement retenus sont suffisants, en regard notamment du domaine d'application de la démarche.

L'IRSN souligne que, pour obtenir une évaluation quantifiée satisfaisante des critères qu'il a retenus, Électricité de France devra disposer d'EPS de niveaux 1 et 2 de qualité. L'IRSN estime que l'EPS de niveau 2 développée par Électricité de France pour le palier 900 MWe ne permet pas, dans son état actuel, d'effectuer une hiérarchisation correcte des modifications en termes de sûreté. Il considère ainsi que, dans l'optique d'une utilisation d'une démarche « coût-bénéfice pour la sûreté » à échéance des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France doit élaborer une EPS de niveau 2 tenant compte notamment des recommandations formulées par le Groupe Permanent lors de la réunion du 10 février 2005. L'utilisation des EPS ne peut se faire qu'en considérant leur domaine de couverture (qui ne comprend pas actuellement les agressions) et leur domaine de pertinence.

L'IRSN considère de plus qu'Électricité de France devra valoriser différemment les modifications qui « cumulent » des bénéfices pour la sûreté sur les différentes échelles et présenter l'application de la

démarche à un ensemble de modifications déjà réalisées dans le cadre des VD2 900 et des VD2 1300, afin de mettre en évidence d'éventuels biais et limitations de la méthode.

Enfin, une difficulté importante identifiée à ce jour concerne le positionnement respectif des quatre échelles de sûreté ainsi que leur fusion éventuelle. L'IRSN considère en effet que le « calage » des échelles proposé par Électricité de France n'est pas justifié, Électricité de France n'ayant pas établi d'évaluation économique des conséquences des accidents nucléaires, intégrant notamment les conséquences à très long terme des accidents et l'impact sociétal. Ainsi, les questions et les points qu'il conviendra d'examiner tout particulièrement durant l'instruction technique sont les suivants :

- la hiérarchisation des bénéfices pour la sûreté en fonction des lignes de défense concernées (prévention de la fusion du cœur, gestion des accidents graves) et notamment :
 - la pertinence de représenter, sur un même graphe, des modifications dont les « bénéfices pour la sûreté » ne sont a priori pas comparables ;
 - la possibilité d'établir une correspondance entre les échelles sans que les incertitudes soient telles qu'elles rendent la méthode inapplicable dans la pratique ainsi que les éventuels facteurs de conversion à retenir ;
- la prise en compte d'une valeur « unique » de l'homme sievert pour les situations normales et accidentelles et de doses collectives pour l'établissement de la correspondance des échelles ;
- l'évaluation de la démarche proposée par Électricité de France par rapport à d'autres démarches retenues au niveau international.

Dans cette optique, l'IRSN estime d'ores et déjà nécessaire que, dans le cadre de la préparation de la réunion du Groupe Permanent, Électricité de France présente une évaluation économique des conséquences à court, moyen et long termes des accidents nucléaires comprenant en particulier une bibliographie détaillée et une évaluation des pratiques à l'étranger. Il convient de souligner que les conséquences à apprécier ne s'évaluent pas uniquement en termes d'Homme Sievert, mais que doivent également être considérés la perte des produits agricoles et la réhabilitation des territoires contaminés, qui ont un poids considérable, de même que l'avenir du parc électronucléaire.

En conclusion de son analyse préliminaire du document en référence [1_4], l'IRSN estime qu'en l'état actuel du dossier transmis par l'exploitant, il est prématuré de donner un avis quant aux limites d'utilisation de cette méthode en tant qu'outil d'aide à la décision et de hiérarchisation des modifications dans le cadre d'un réexamen de sûreté et que l'ensemble des points susmentionnés devront faire l'objet d'une instruction approfondie, dans le cadre de la préparation de la réunion du Groupe Permanent susmentionnée, dans l'optique de disposer d'une démarche plus aboutie à l'horizon des troisièmes visites décennales des tranches de 1300 MWe. »

Suite à la transmission à Électricité de France de l'annexe technique de l'avis [1_18], ce dernier a transmis des premiers éléments de réponse [1_6].

III. ÉLÉMENTS PORTES A L'INSTRUCTION DU GP

Une réunion dite de « précadrage » du Groupe Permanent a eu lieu le 12 décembre 2005 au cours de laquelle ont été discutés l'ensemble des sujets susceptibles d'être instruits.

Le 22 décembre 2005, Électricité de France a transmis la liste des modifications matérielles et des évolutions du référentiel d'exploitation retenues pour la VD3 900, à laquelle il a annexé [1_7] la révision B de la note « démarche d'évaluation des modifications par une méthode coût-bénéfice pour la sûreté ».

La réunion de cadrage du GP s'est ensuite tenue le 25 janvier 2006 ; le compte rendu fait l'objet de la note en référence [1_19].

Électricité de France a par la suite transmis, par la lettre [1_8], la liste des éléments complémentaires qu'il proposait de verser à l'instruction du GP. L'ensemble des éléments analysés dans le cadre de la présente instruction figure dans le Tableau 1 - 1.

IV. DEMANDES FORMULEES PAR L'ASN DANS LE CADRE DE LA PRESENTE INSTRUCTION

Par la lettre en référence [1_1] et figurant en annexe 1 du présent chapitre, l'ASN a rappelé son souhait de voir prises en compte, dans les réexamens de sûreté, des démarches de type « coût-bénéfice pour la sûreté » en tant qu'aide à la hiérarchisation et à la décision pour la mise en oeuvre d'améliorations de sûreté.

Elle a indiqué qu'elle souhaitait consulter le GPR sur la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » proposée par Électricité de France en vue d'une application pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe et qu'elle souhaitait recueillir son avis sur les principes et les conditions d'utilisation de la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » et le cas échéant les modifications à apporter à cette démarche.

A cette fin, l'ASN a demandé que les thèmes suivants soient examinés par le GPR :

« 1/ L'utilisation des études probabilistes de sûreté (EPS)

Les études probabilistes de sûreté de niveau 1 et 2 sont utilisées en support à l'évaluation des bénéfices pour la sûreté des modifications.

Je souhaite recueillir votre avis sur leur domaine de couverture et de pertinence ainsi que les précautions d'utilisation éventuelles de ces études, lors de la mise en oeuvre de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté ».

2/ Le champ d'application et les limites d'utilisation de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté »

2.1/ L'évaluation des coûts des modifications

Une liste de paramètres est proposée pour l'évaluation des coûts de mise en oeuvre des modifications et des coûts associés (et en particulier l'intégration des coûts dosimétriques). Je souhaite recueillir l'avis du GPR sur cette liste de paramètres.

2.2/ L'évaluation des bénéfices pour la sûreté des modifications

Le bénéfice pour la sûreté des modifications est évalué à partir de quatre critères :

- *l'influence sur le risque de fusion du cœur (EPS de niveau 1) ;*
- *l'influence sur le risque de rejets radioactifs de type "S3" (rejets tardifs filtrés compatibles avec les Plans Particuliers d'Intervention) ;*
- *l'influence sur le risque de rejets radioactifs de type "S1" (rejets importants précoces) ;*
- *les expositions ou risques d'exposition des exploitants ou de la population hors accident grave.*

Quatre échelles sont ainsi définies pour évaluer les bénéfices pour la sûreté des modifications et des facteurs de correspondance ont été établis entre ces échelles afin de placer l'ensemble des modifications sur un même diagramme coût-bénéfice.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur le positionnement respectif de ces quatre échelles et sur la valorisation des modifications qui cumulent des bénéfices pour la sûreté sur différentes échelles de sûreté.

3/ Les applications de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté »

La méthode « coût-bénéfice pour la sûreté » a fait l'objet d'un exercice d'application à des modifications mises en oeuvre à l'issue des réexamens de sûreté des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe à l'occasion de leurs deuxièmes visites décennales ainsi qu'aux modifications proposées dans le cadre du réexamen VD3 des réacteurs de 900 MWe.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur les enseignements qui peuvent être tirés, pour ce qui concerne la validité de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté », de son utilisation rétrospective pour les lots de modifications VD2 et VD3 sur les réacteurs de 900 MWe et pour les lots 2001 et VD2 sur les réacteurs de 1300 MWe.

4/ Conclusion sur l'utilisation en France de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté »

EDF a retenu de développer la démarche « coût-bénéfice pour la sûreté » et de l'utiliser en tant qu'outil d'aide à la hiérarchisation et à la décision.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur l'utilisation de cette méthode dans une démarche décisionnelle globale dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs de puissance, intégrant d'autres critères, déterministes notamment.

5/ Comparaison avec l'état de l'art international

D'autres méthodes de même type, utilisées à l'étranger, vous seront présentées. Je souhaite recueillir votre avis sur la robustesse de la méthode proposée par EDF par rapport aux autres méthodes en tenant compte des utilisations qui en sont faites. »

V. CONTENU DE L'ANALYSE MENEÉ PAR L'IRSN

Conformément aux demandes formulées par l'ASN, ce rapport présente les conclusions de l'analyse de l'IRSN sur les thèmes susmentionnés. Il s'articule de la façon suivante :

Le **chapitre 2** présente la méthode proposée par Électricité de France et ses applications potentielles. Il s'agit, à ce stade, d'une présentation factuelle et globale du dossier transmis par Électricité de France au début de l'instruction [1_16]. Les discussions afférentes aux différents items du dossier, qui ont notamment abouti à des propositions d'évolution de la méthode par Électricité de France, ainsi que l'avis de l'IRSN figurent dans les chapitres suivants.

Dans le **chapitre 3**, l'IRSN présente, sur la base des informations disponibles, les méthodes formalisées de type coût-bénéfice développées à l'étranger et formule des enseignements issus des comparaisons effectuées.

Dans le **chapitre 4**, l'IRSN présente un avis sur :

- l'évaluation des coûts des modifications ; sera ainsi abordée la structure des coûts retenue par Électricité de France : coûts de réalisation et d'étude, coûts dosimétriques, gain en disponibilité et en maintenance et ce, notamment, sur la base d'exemples concrets. Il en sera notamment tiré des enseignements en termes d'incertitude sur les valeurs d'IES (Indice Efficacité Sûreté) calculées ;
- l'évaluation des bénéfices pour la sûreté. Seront abordés la pertinence des critères retenus par Électricité de France (quatre échelles) pour évaluer l'impact sûreté, l'évaluation des conséquences sanitaires et économiques pour chacune des échelles ainsi que le positionnement respectif des échelles.

Dans le **chapitre 5**, l'IRSN tire des enseignements de l'utilisation rétrospective de la méthode « coût-bénéfice pour la sûreté » pour les lots de modifications VD2 et VD3 sur les réacteurs de 900 MWe et pour les lots 2001 et VD2 sur les réacteurs de 1300 MWe, notamment quant à la robustesse de la méthode, son domaine d'application, et ses limites.

Sur la base notamment des conclusions du chapitre 5, l'IRSN donne, dans le **chapitre 6**, son avis quant au domaine de couverture et de pertinence des EPS, dans l'optique d'une utilisation pour des applications coût-bénéfice, ainsi que sur les précautions d'utilisation.

L'IRSN, dans le **chapitre 7**, donne un avis sur l'utilisation de la méthode coût-bénéfice dans la démarche décisionnelle globale dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs et sur le processus d'instruction associé. Sont également abordés d'autres domaines possibles d'application de la méthode.

Enfin, le **chapitre 8** conclut sur la pertinence de la mise en œuvre d'une démarche coût-bénéfice à échéance des VD3 1300 et sur les implications en termes de domaine de couverture et de pertinence des EPS.

L'analyse présentée par l'IRSN se base :

- sur les documents portés par Électricité de France à l'instruction et qui sont rappelés dans le Tableau 1 - 1 ;
- sur les études propres réalisées par l'IRSN en vue de nourrir son questionnement (examen de l'état de l'art international ; évaluation des conséquences économiques des accidents) ;
- sur les compléments apportés par Électricité de France au cours de l'instruction suite aux questions et demandes formulées par l'IRSN ;
- sur les discussions ayant eu lieu lors des réunions techniques.

Conformément au cadrage du Groupe permanent, ce rapport ne traite pas :

- de l'ensemble des applications des EPS, et notamment de la démarche d'utilisation des EPS dans le cadre de réexamens de sûreté ;
- de la démarche générale de réexamen de sûreté.

REFERENCES DU CHAPITRE 1

Lettres transmises par l'ASN

- [1_1] Lettre DGSNR DEP-SD2-N° 493-2006 du 11/09/2006 - Méthodes coût - bénéfice pour la sûreté
- [1_2] Lettre DGSNR- DEP- SD2-0222-2005 du 27 avril 2005 - Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyses coût - bénéfice pour la sûreté

Documents transmis par Électricité de France

- [1_3] Lettre EDF DIN du 16 novembre 2004
- [1_4] Note ENSN04147 A du 15 novembre 2004 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [1_5] Lettre EDF DIN du 3 mars 2005
- [1_6] Lettre EDF ENSN050112 du 17 novembre 2005 - Analyses coût - bénéfice pour la sûreté
- [1_7] Note ENSN04147 B du 21 novembre 2005 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [1_8] Lettre EDF ENSN060011 du 14 février 2006 - Suite réunion de cadrage
- [1_9] Note EDF/R&D/MRI/EPNSA H-T51-2006-01615-FR 1.0 du 23 juin 2006 transmise par la lettre ENSN0600081 du 29/06/06
- [1_10] Note EDF/DPI/CIPN EMESF0600295 Indice A, du 08 juin 2006 - Analyses Coût - bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 900 MWe - CPY
- [1_11] Note EDF/DPI/CIPN EMESF0600294 Indice A du 08 juin 2006 - Analyses Coût - bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications du palier 1300 MWe
- [1_12] Note EDF/DPI/CIPN EMESF0600223 Indice A du 16 juin 2006 - Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût - Bénéfice Sûreté
- [1_13] Lettre ENSN06078 du 27/06/06 - GP coût Bénéfice Sûreté - Application méthode aux VD2 et VD3
- [1_14] Lettre EDF/DPI/SEPTEN ENSN060094 du 26 juillet 2006 - GP Coût Bénéfice Sûreté - Compléments d'analyse (exemples détaillés)
- [1_15] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN060101 du 06/10/06 transmise par la lettre ENSN060121 du 13/10/06 - Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale
- [1_16] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A du 24 mai 2006 transmise par la lettre ENSN060061 du 08/06/06 - Méthode coût/bénéfice sûreté
- [1_17] Lettre EDF ENSN060150 du 19 décembre 2006 - GP Coût Bénéfice Sûreté - Bonnes pratiques et compléments EPS 2

Documents émis par l'IRSN

- [1_18] Avis DSR 2005-233 du 23 juin 2005 - Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyse coût - bénéfice pour la sûreté
- [1_19] Lettre DSR/SAGR/2006-59 du 8 mars 2006 - Compte rendu de la réunion de cadrage du GP « Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté »

TABLEAUX DU CHAPITRE 1

Tableau 1 - 1 Documents transmis par Électricité de France lors de l'instruction _____ 22

Thèmes	Documents
État de l'art international	État de l'art international sur les approches coûts bénéfice - Positionnement de la note EDF - Note en référence [1_9]
Note de méthode	Méthode coût-bénéfice sûreté (Mise à jour) - Note en référence [1_16]
Compléments d'analyse	<p>Lettre [1_13] transmettant les documents :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté [1_12] - Analyses Coût-bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications du palier 1300 MWe - Note en référence [1_11] - Analyses Coût-bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 900 MWe - CPY - Note en référence [1_10] <p>Analyses Coût-bénéfice - Hiérarchisation de modifications VD3 900 - Note en référence [1_7]</p> <p>GP Coût Bénéfice Sûreté - Compléments d'analyse (exemples détaillés)- Note en référence [1_14]</p>
Intégration de la démarche coût-bénéfice sûreté dans le processus de décision	Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale - Note en référence [1_15]
REX d'utilisation de l'EPS2 900	<p>Note en référence [1_17] présentant :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les bonnes pratiques pour l'élaboration d'une EPS de niveau 2 support aux évaluations C/B - les précautions d'utilisation des EPS - la mise à jour des évaluations probabilistes en vue des analyses C/B des fiches AG VD3

Tableau 1 - 1 Documents transmis par Électricité de France lors de l'instruction

CHAPITRE 2 : PRESENTATION DE LA METHODE ET DE SES APPLICATIONS POTENTIELLES

Ce chapitre présente la méthode proposée par Électricité de France et ses applications potentielles.

Il s'agit, à ce stade, d'une présentation factuelle et globale du dossier transmis par Électricité de France au début de l'instruction (note en référence [2_1]), rendue nécessaire par une très grande imbrication des différents aspects, qui font ensuite l'objet d'une évaluation ciblée, dans le rapport. Aucun avis de l'IRSN n'est ainsi fourni dans ce chapitre.

Soulignons que la note en référence [2_1], transmise en juin 2006, est une mise à jour de la note en référence [2_3], elle-même actualisation de la note en référence [2_2] sur laquelle l'IRSN avait formulé un avis préliminaire.

I. INTRODUCTION

Compte tenu de l'importance des enjeux relatifs à la sûreté, à l'environnement et à la radioprotection et du fait que les ressources sont finies, la nécessité de hiérarchiser ses actions et de consolider ses décisions s'impose pour Électricité de France.

Électricité de France a ainsi retenu de développer une démarche « Coût-Bénéfice Sûreté » et de l'utiliser en tant que dispositif d'aide à la hiérarchisation et à la décision.

Cette démarche consiste à évaluer les impacts du traitement de problématiques et de dossiers dans le domaine de la sûreté en mettant en relation :

- la valeur ajoutée ou impact au sens large en matière de sûreté vis-à-vis des travailleurs et de la population, dont les impacts environnement et radioprotection, c'est le « bénéfice »,
- avec les impacts sur les coûts d'investissement, sur les coûts directs et indirects de production, sur la dosimétrie opérationnelle, ainsi que sur les champs industriels, socio-organisationnels et humains, ce qui correspond au « coût ».

La note en référence [2_1] présente dans un premier temps les principes de la méthode d'arbitrage « Coûts-Bénéfice Sûreté » puis des exemples théoriques d'applications de la méthode à des dossiers isolés ou à des lots de modifications. En annexes sont présentées les principales données d'entrée des évaluations C/BS, une justification du positionnement relatif des principaux critères de sûreté utilisés et une réflexion sur l'extension de la méthode aux délais de mise en oeuvre de modifications.

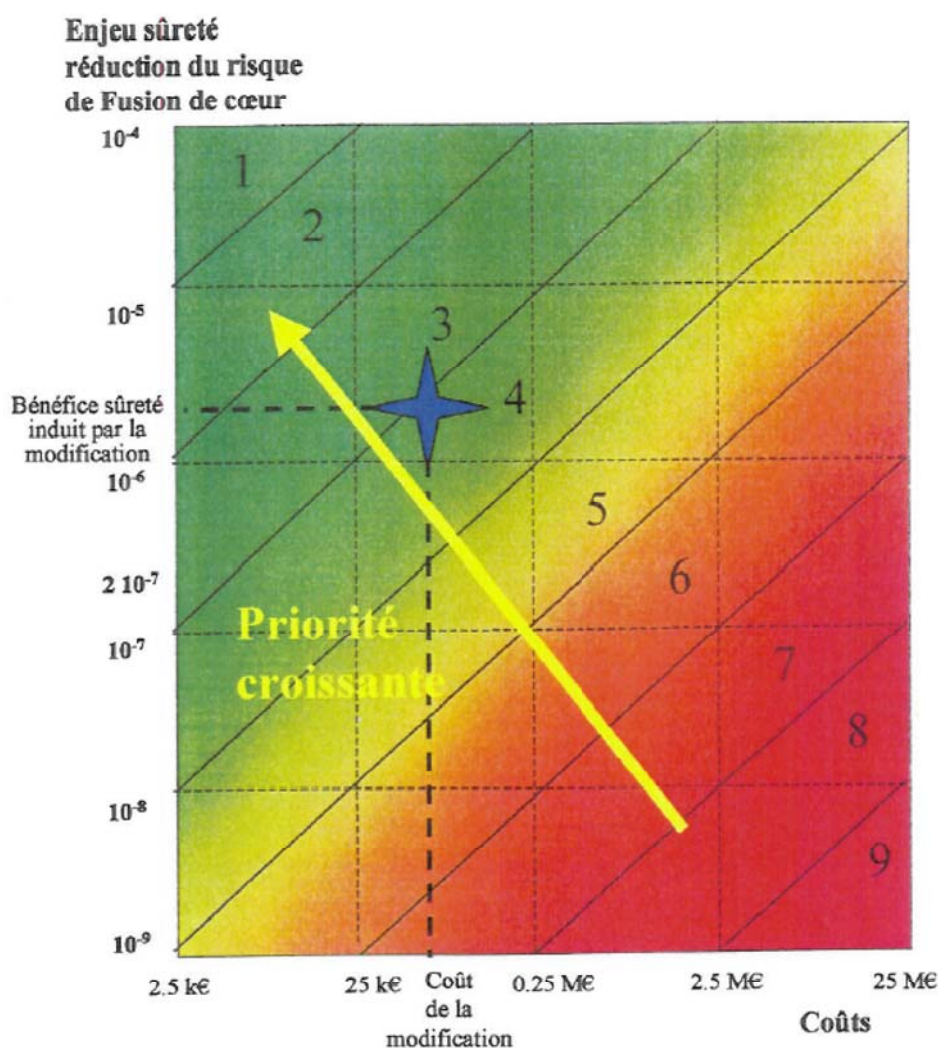
II. PRINCIPE DE LA METHODE

Le principe de la méthode est d'évaluer :

- d'une part le coût global de la stratégie (ou des stratégies) permettant de résoudre un problème : ce coût recouvre aussi bien des coûts d'études, des coûts de réalisation et des coûts d'exploitation (impact sur la disponibilité, maintenance ...) ;

- d'autre part, le bénéfice « sûreté » de la stratégie¹ (ou des stratégies) en se basant sur les critères : réduction de la probabilité de fusion du cœur, de rejets de produits radioactifs en cas d'accident grave ou de la quantité de rejets en exploitation normale, incidentelle ou accidentelle ... D'autres critères pourront être définis, si cela s'avère nécessaire. Les bénéfices liés à la stratégie étudiée sont évalués en fonction des critères jugés les plus significatifs² - ils sont relatifs à tous les avantages et inconvénients vis-à-vis de la sûreté et de la radioprotection.

Par ailleurs, bien souvent, un critère est prédominant par rapport aux autres. Les stratégies sont ensuite placées dans un diagramme où les coûts sont en abscisses et les bénéfices sûreté en ordonnées (avec des échelles logarithmiques) :



¹ On appelle stratégie au sens large, la décision de mettre en œuvre ou non une modification matérielle et/ou de conduite, la nature de cette solution et le délai de mise en œuvre. On réserve le nom de modification à la nature de la solution à mettre en œuvre dans un délai fixé, en visite décennale par exemple quand il s'agit d'un lot de modifications

² Dans la pratique, tous les critères ne sont pas à valoriser simultanément. Soit on utilise une EPS de niveau 1 et le critère est le risque de fusion de cœur (plus éventuellement le risque de rejet sans fusion), soit on utilise une EPS de niveau 2 et les critères sont plutôt les rejets de types S1 et/ou S3

Les stratégies proches de l'angle supérieur gauche sont prioritaires (bénéfice sûreté maximal et coût minimal). Celles situées dans la zone intermédiaire sont moins prioritaires et leur réalisation est à débattre (bénéfice sûreté moindre et/ou coût plus élevé). Celles proches de l'angle inférieur droit sont à éviter (bénéfice sûreté très réduit et coût élevé), sauf justification particulière liée à l'existence de bénéfices non directement quantifiés par la méthode (par exemple impact sur la sécurité du personnel).

La méthode mise au point fournit des niveaux de priorité en évaluant dans quelle tranche se positionne le développement.

III. ÉVALUATION DE L'ENJEU COUT

III.1. IDENTIFICATION DES COUTS

Sous l'enjeu « coûts », Électricité de France évalue l'ensemble des paramètres ne se ramenant pas à un problème de sûreté ou de radioprotection en exploitation. Ce sont les coûts globaux (directs, induits, évités) de la modification (ou des modifications) permettant de résoudre un problème. Ils recouvrent aussi bien les coûts d'études, les coûts de réalisation et les coûts d'exploitation que les impacts, gains et pertes, sur la disponibilité, la maintenance...

L'ensemble des impacts est analysé. Les impacts réels ou potentiels sont caractérisés. Ceux pouvant avoir un impact significatif sur le coût global sont quantifiés, dans un premier temps en Unités d'œuvre, puis en k€ (par exemple, 1 jour arrêt = x k€). Les impacts non quantifiables, jugés significatifs, doivent faire l'objet d'une analyse qualitative (risques et aléas potentiels ...).

Pour le critère « dosimétrie », il est convenu que la dosimétrie liée à la réalisation de l'évolution est à intégrer dans les coûts.

Pour une modification, les principaux coûts à analyser sont :

- les coûts de définition et d'implantation de la modification (coûts n'intervenant qu'une fois)(*liste non exhaustive*) :
 - les coûts de définition de la modification matérielle et/ou documentaire, y compris les éventuels essais de qualification ;
 - le coût de l'implantation de celle-ci sur les tranches (approvisionnement, montage, appel à des compétences ou ressources rares, essais de mise en service, impact éventuel sur la durée de l'arrêt durant lequel la modification est implantée) ;
 - le coût dosimétrique du chantier ;
 - le coût lié à la réduction du risque sécurité lié au chantier ;
 - le coût de traitement des déchets du chantier ;
 - le coût de définition des essais périodiques (EP) et de révision des spécifications techniques d'exploitation (STE) et des programmes de maintenance ;
 - le coût « d'accompagnement » : formation ou qualification, si nécessaire, des opérateurs, rédaction de documents opératoires : gammes d'EP, de maintenance ;
- les coûts d'exploitation une fois la modification implantée (coûts récurrents)
 - le coût de maintenance et de réalisation des essais périodiques sur les matériels (ou les coûts évités grâce à la modification) ;

- le coût des pièces de rechange et de leur stockage ;
- l'éventuel impact (positif ou négatif) sur la disponibilité (Kd, Kif ...), la manœuvrabilité et le rendement des tranches, les évolutions des STE, suite à la modification ;
- le coût de traitement des déchets générés (ou évités) en exploitation ;
- les indisponibilités ou coûts de remise en état de l'installation éventuels évités par la modification ;
- la simplification ou complexification éventuelle de l'exploitation (ce dernier point est difficile à évaluer et surtout à valoriser). Il est proposé de le prendre en compte de manière qualitative dans l'arbitrage final relatif à l'intérêt de l'évolution. Le guide pour l'étude d'impact socio-organisationnel et humain dans un dossier d'ingénierie donne des éléments pour effectuer cette analyse ;
- l'impact sur la sécurité des exploitants ;
- l'impact sur la durée de vie des tranches (évolution du nombre de sollicitations de la cuve ou plus généralement du nombre de transitoires pris en compte dans la comptabilisation des situations, par exemple).

La première étape consiste à identifier, parmi cette liste (non exhaustive) de coûts, ceux qui sont impactés par l'évolution et d'expliquer succinctement en quoi ils le sont.

III.2. ÉVALUATION DES COUTS

Seuls les coûts jugés non négligeables dans le coût global de possession sont évalués. Ces coûts sont d'abord évalués en unités d'oeuvre (euros, jour de production, heures de formation, doses en mSv prises lors du chantier ...) puis transformés en euros à l'aide des tables de correspondance. Ces coûts peuvent être positifs ou négatifs, par exemple une réduction du volume de maintenance et une augmentation de la disponibilité des tranches ont un coût négatif.

Les coûts récurrents (ou étalés dans le temps, coûts d'exploitation essentiellement) seront actualisés à 8% (taux utilisé dans les années récentes, toutefois le choix d'un autre taux ne modifierait pas significativement le coût de possession des modifications). Les calculs sont faits en monnaie constante selon les usages couramment adoptés jusqu'à présent.

On prendra pour l'enjeu « Coûts », le bilan de l'ensemble de ces impacts, positifs ou négatifs.

La valorisation des principaux coûts est donnée en annexe 1 document en référence [2_1].

(Nota : la valorisation par Électricité de France des différents coûts et l'analyse de l'IRSN sont présentées dans le chapitre 4- 1 du présent rapport.)

Pour les modifications implantées lors des Visites Décennales (VD), les coûts d'exploitation sont évalués pour la période de 10 ans comprise entre 2 VD (on s'intéresse, en effet, à la pertinence de mettre en place une modification lors de la prochaine visite décennale, par rapport, entre autres, à sa mise en œuvre lors de la visite décennale suivante).

Pour des modifications isolées, le calcul peut être fait sur une durée différente, notamment la durée de vie résiduelle de la tranche. Il est par contre indispensable d'évaluer les coûts d'exploitation et les bénéfices sûreté sur la même période d'exploitation et, lorsque l'on compare deux évolutions, de les évaluer pour une même durée d'exploitation.

Soulignons que, compte tenu des actualisations, le choix de la durée d'observation pour prendre en compte les bénéfices sûreté et les impacts d'exploitation n'est pas très important (facteur 1,8 entre une valorisation sur 50 ans d'exploitation et une valorisation sur 10 ans).

Nota : il faut bien distinguer la période sur laquelle on évalue l'impact de la modification (coûts d'exploitation, probabilité d'occurrence d'un accident ...) qui, au plus, est limitée à la durée de vie résiduelle de l'installation, de la période sur laquelle on évalue les conséquences potentielles à court terme et à long termes des accidents (fusion du cœur, rejets S1...) pour chiffrer leur coût.

IV. ÉVALUATION DE L'ENJEU SURETE

Électricité de France rappelle que la sûreté a pour objectif de protéger les populations contre les effets des rayonnements ionisants, issus de la dispersion des matières radioactives. Cependant, bien avant de mettre en danger la population, une sûreté insuffisante se manifeste par des coûts importants. Ils peuvent être gradués ainsi :

- des incidents mineurs entraînant l'indisponibilité de fonctions de sûreté se traduisent par un effet sur la disponibilité de la tranche, des contrôles supplémentaires avec un effet limité sur le reste du parc ;
- des incidents importants, mais sans fusion du cœur (par exemple, une RTGV ou encore une perte de refroidissement de la piscine combustible) peuvent se traduire par des réparations coûteuses, et des indisponibilités de longue durée d'une tranche. Il peut en résulter également des effets sur le parc (contrôles, indisponibilité, réparations) ;
- des incidents avec dégradation du combustible, mais sans rejets significatifs vers l'extérieur (type TMI), vont se traduire par une fermeture définitive de la tranche. Il y aura également un impact sur la disponibilité des tranches voisines, et probablement, mais de manière plus diffuse, sur le reste du parc (mise à niveau). Il peut y avoir des coûts de type « précaution » : déplacement temporaire d'habitants, comme cela s'est produit à TMI, par exemple ;
- des incidents avec fusion du cœur et rejets importants à l'extérieur vont se traduire même en l'absence d'effet important sur les populations, par la fermeture du site, et par des coûts liés à la responsabilité civile d'Électricité de France (liés par exemple aux relogements d'habitants, à la destruction de récoltes) ;
- dans le cas extrême de rejets précoces, il peut y avoir d'une part une irradiation des populations entraînant une augmentation statistique du risque de décès dans la population et d'autre part une pollution durable des sols, avec un impact sur l'économie du pays et des pays frontaliers, qui peut être très important.

Dans chacun des cas ci-dessus, il peut également y avoir un impact médiatique, lui aussi gradué, pouvant aller jusqu'à la mise à l'arrêt anticipée, plus ou moins rapide, du parc de production actuel. Il y aura également un impact sur l'image même de l'entreprise, donc au-delà de ses seules activités de production.

Électricité de France considère ainsi que l'enjeu sûreté peut être évalué à partir de plusieurs critères :

- l'influence sur le risque de fusion du cœur ;
- l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S3 » (rejets tardifs filtrés compatibles avec la mise en place des Plans Particuliers d'Intervention) ;
- l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S1 » (rejets importants précoces) ;
- les doses, ou le risque de doses, prises par les exploitants ou la population (sans accident grave).

Électricité de France choisit parmi ces critères ceux qu'il considère les plus pertinents (c'est-à-dire représentatifs du gain global de sûreté) à évaluer. Par exemple :

- pour la modification « Antidilution hétérogène », qui minimise le risque de divergence en neutrons prompts qui peut se traduire par un rejet massif précoce, le critère « rejets S1 » est le plus approprié ;
- pour la modification « Non-démarrage des TPS ASG », qui minimise le risque de débordement en eau des GV en cas de RTGV sans fusion du cœur, le critère « réduction de dose » est le plus approprié. Les critères « risque de fusion du cœur » et « risque de fusion du cœur avec rejets » pourraient aussi être utilisés. Néanmoins, compte tenu des probabilités respectives des différents risques, le critère « réduction de dose » est prépondérant ;
- pour la modification « Appoint auto PTB RRA », qui minimise le risque de fusion du cœur, le critère « réduction de risque de fusion du cœur » est le plus approprié.

L'impact sur les probabilités (de fusion du cœur ou de rejets) est évalué dans la mesure du possible à l'aide des modèles EPS de référence ou d'extrapolation de ces modèles.

Pour des modifications ou évolution impactant les rejets en exploitation normale, seront évalués les gains en termes d'activité rejetée et les équivalents de doses évitées.

Pour des modifications ou évolutions impactant les rejets en exploitation incidentelle ou accidentelle, sera évalué le gain en probabilité d'avoir un rejet et en cas de rejets la réduction d'activité rejetée et la quantité de doses évitées.

Commentaires :

- les probabilités d'accident ou les doses rejetées sont évaluées par tranche et par an, le coût de l'évolution est ramené à une tranche ;
- compte tenu de l'usage qui est fait de la méthode : absence de seuil décisionnel, notion de « bande morte » et compte tenu de la robustesse de la méthode, c'est l'ordre de grandeur du bénéfice sûreté qui est recherché et non une estimation extrêmement précise ;
- il est possible que certains impacts sur la sûreté ne puissent pas être quantifiés ou directement reliés aux quatre critères retenus pour l'évaluation quantitative. L'analyse devra alors clairement les mettre en évidence. Une évaluation qualitative de ces impacts éventuels doit être réalisée et prise en compte dans la décision finale de retenir ou non la modification.

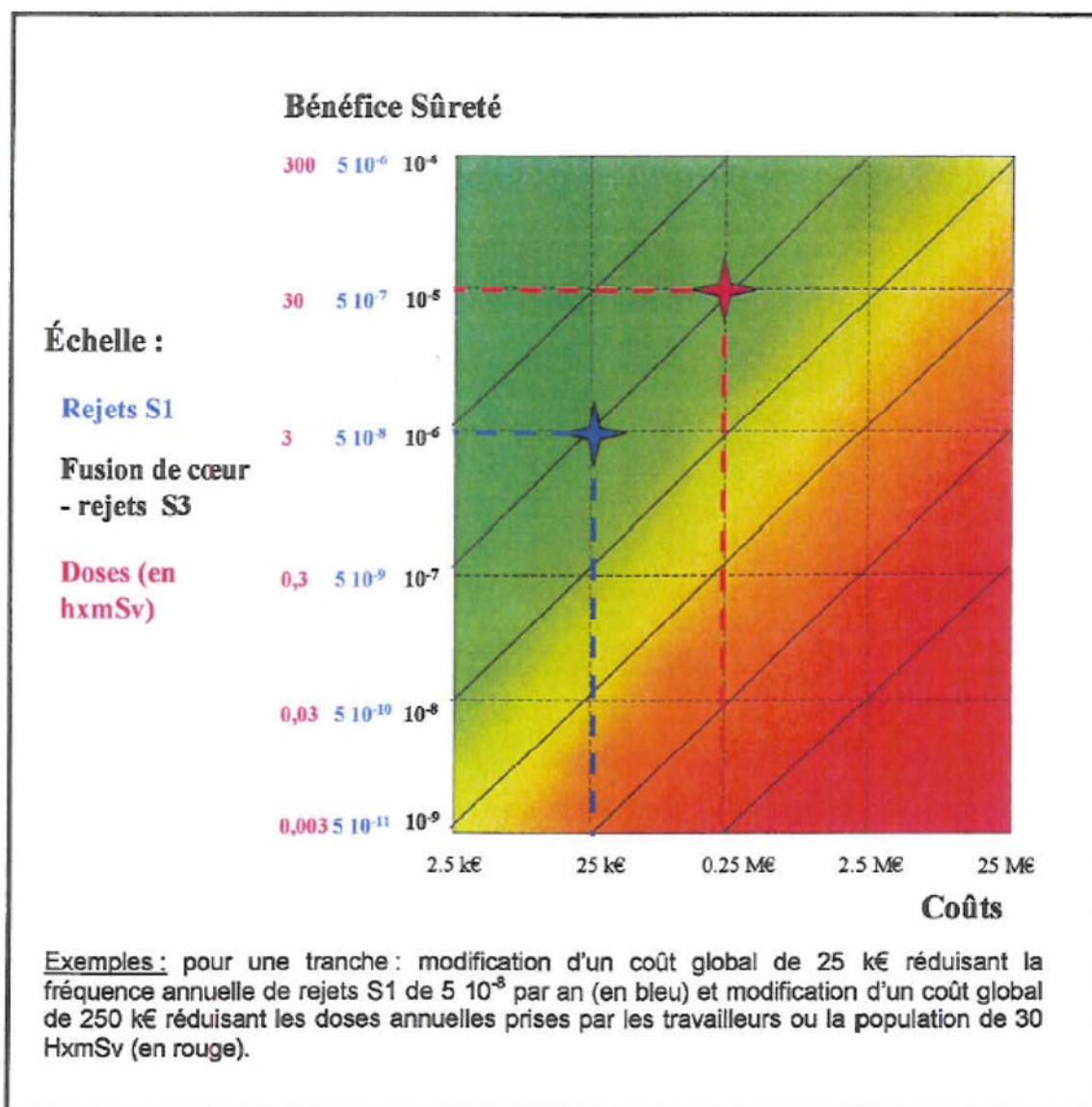
Pour examiner la robustesse, vis-à-vis du positionnement relatif des quatre échelles de sûreté entre elles, des conclusions que l'on peut tirer de la hiérarchisation des modifications VD3 sous l'angle coût-

bénéfice, Électricité de France a effectué des études de sensibilité en multipliant ou en divisant par 10 la valorisation d'un des critères par rapport aux autres, des variations d'un facteur 10 d'un paramètre par rapport aux autres étant considérées comme étant maximales. Selon Électricité de France, les résultats de ses études démontrent que, même en faisant varier de façon extrême le positionnement des différentes échelles de sûreté entre elles, la liste des modifications à retenir au vu du rapport coût-bénéfice n'est pas remise en cause et que l'estimation du pourcentage de bénéfice sûreté engendré par les modifications retenues ne varie quasiment pas. On dénote seulement une très légère sensibilité de la queue de liste à ces positionnements et cette sensibilité intervient dans une zone (faibles ratios CB) où l'approche n'est pas décisionnelle.

Les Figure 2 - 1 à Figure 2 - 5 illustrent ce propos.

V. ÉVALUATION DE L'INTERET D'UNE MODIFICATION

Une fois les enjeux « coûts » et « bénéfice pour la sûreté » évalués par tranche et par an, Électricité de France se positionne dans la matrice suivante, pour évaluer le degré de priorité de la modification.



Électricité de France souligne qu'une estimation précise du gain apporté par la modification n'est pas toujours nécessaire. L'objectif est souvent :

- soit de démontrer que la modification est pertinente, il suffit alors d'un minorant du gain apporté par la modification qui permette de la placer dans la zone supérieure gauche du diagramme ;
- soit de démontrer qu'elle n'est pas pertinente, il suffit alors d'un majorant du gain apporté par la modification qui permette de la placer dans la zone inférieure droite du diagramme.

Ce n'est que pour des modifications « proches des diagonales centrales » qu'une évaluation un peu plus fine doit être effectuée pour la positionner de manière suffisamment robuste afin de prendre la bonne décision.

Électricité de France souligne par ailleurs que, quand l'on a à comparer un grand nombre d'évolutions possibles, par exemple dans le cadre d'un réexamen de sûreté, il est souhaitable de disposer d'évaluations suffisamment fiables et homogènes pour hiérarchiser ces évolutions et retenir celles qui sont réellement les plus pertinentes.

Afin d'intercomparer des modifications de gains divers, une évaluation du « coût » des accidents (coût d'une « fusion du cœur », coût d'un « rejet S1 », coût d'un « rejet S3 ») a été faite par Électricité de France (voir annexe 2 du document en référence [2_1]).

(Nota : les différents coûts des accidents calculés par Électricité de France ainsi que l'analyse de l'IRSN sont présentés dans le chapitre 4 - II du présent rapport.)

Ces évaluations permettent d'évaluer un ratio « bénéfice sûreté » / « coût » appelé Indice d'Efficacité Sûreté (IES). Il est évalué de la façon suivante :

$$IES = \frac{(R_F \times C_F + R_{S1} \times C_{S1} + R_{S3} \times C_{S3} + Q_{dose} \times C_{dose})}{C_{Modif}}$$

Où :

R_F = diminution de la fréquence annuelle du risque de fusion du cœur induite par la modification

R_{S1} = diminution de la fréquence annuelle du risque de rejets S1 induite par la modification

R_{S3} = diminution de la fréquence annuelle du risque de rejets S3 induite par la modification

Q_{dose} = diminution de la « dose probabiliste » annuelle induite par la modification

C_F = coût d'une « fusion du cœur »

C_{S1} = coût d'un « rejet S1 »

C_{S3} = coût d'un « rejet S3 »

C_{dose} = coût de l'homme sievert

C_{modif} = coût de la modification (par tranche).

Nota : Dans la pratique, un ou deux termes seulement de cette somme sont prépondérants selon Électricité de France et quantifiés. Les coûts sont valorisés sur la durée retenue pour l'étude (par exemple 10 ans pour une VD).

En toute rigueur, l'évaluation des conséquences d'un accident de fusion du cœur ou d'un rejet de type S1 ou S3 dépend du type de réacteurs (900 MWe, 1300 MWe ou N4), du nombre de tranches sur le site et de l'emplacement du site (population, industrie). Électricité de France considère que la finesse des évaluations de coût ne lui permet pas de faire ces distinctions. De plus, compte tenu du fait que les études de sensibilité à la valorisation des critères ont montré que les hiérarchisations étaient peu sensibles à des ajustements allant jusqu'à un facteur 10, il a jugé qu'il n'était pas opportun de différencier les sites. Les valorisations des coûts des accidents sont donc génériques. Par ailleurs, un raisonnement inverse, qui serait difficile à mettre en place, irait dans le sens d'une « déstandardisation » qui pourrait nuire à l'optimisation du parc tant sur le plan des performances économiques que sur celui de la sûreté.

Dans la pratique, la méthode coût-bénéfice s'applique à toute analyse d'une modification ou lot de modifications ayant un impact direct sur la sûreté des tranches et un coût. Cette méthode n'est donc pas utilisable pour évaluer le bien fondé à réaliser des études neutroniques, thermohydrauliques ou mécaniques pour approfondir la connaissance du comportement d'une installation ou mieux évaluer les marges dont on dispose. Ces études, tant qu'elles ne se traduisent pas par une évolution matérielle ou de conduite des tranches, n'ont pas d'impact direct sur la sûreté « réelle » (par opposition à la sûreté « estimée » ou « démontrée ») et ne peuvent être évaluées par une approche coût-bénéfice sûreté.

Électricité de France ajoute que, pour apporter une réelle plus value dans le processus décisionnel, il est nécessaire de pouvoir évaluer de manière assez fiable (sans pour autant rechercher une grande précision) le coût de la stratégie étudiée ou des stratégies à comparer et le ou les bénéfices sûreté qu'elles induisent. En l'absence d'EPS de niveau 2 complète et couvrant l'ensemble des initiateurs possibles (internes et externes) et en l'absence d'études de conséquences radiologiques systématiques pour les différents incidents ou accidents possibles, il n'est pas toujours possible d'évaluer correctement le bénéfice sûreté. C'est là la principale limite de l'approche coût : bénéfice sûreté.

Il n'y a pas de domaine d'application des évaluations coût-bénéfice au contour bien défini. Il faut se prononcer au cas par cas sur la faisabilité d'une évaluation du bénéfice sûreté et sur le degré de confiance qu'on peut y apporter et évaluer à l'aide d'étude de sensibilité, par exemple, la pertinence de la conclusion que l'on peut tirer de l'analyse C/BS.

VI. EXEMPLES D'APPLICATION

VI.1. COMPARAISON DE STRATEGIES DE TRAITEMENT D'UN PROBLEME

Lorsque, pour traiter un problème, on a le choix entre plusieurs stratégies, Électricité de France préconise la démarche suivante :

- dans le cas où les stratégies seraient incompatibles :
 - évaluer chaque stratégie avec les critères du chapitre précédent ;

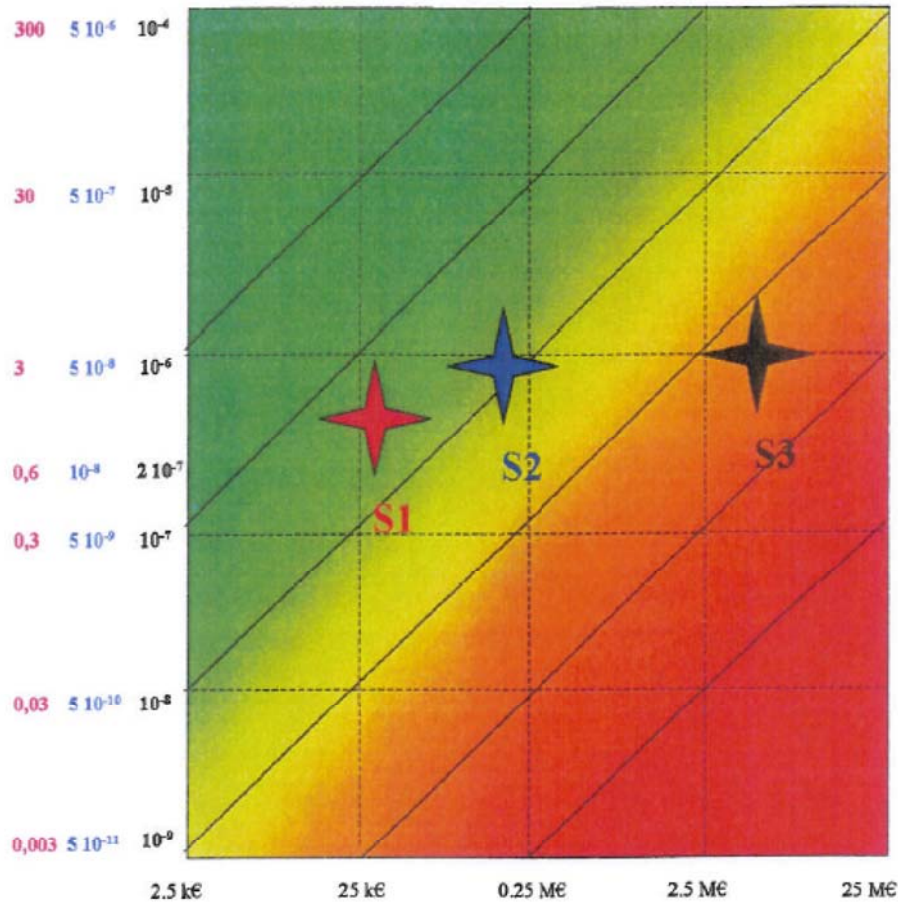
- retenir celle qui présente le meilleur rapport coût-bénéfice si tant est qu'elle soit jugée suffisamment « rentable » et qu'elle induise un gain en sûreté (si c'est l'objectif recherché) jugé suffisant ;
- dans le cas où les stratégies seraient compatibles, voire complémentaires :
 - par exemple pour réduire un risque on peut mettre en oeuvre les évolutions E1, E2 ou E3 ou deux des trois évolutions voire les trois à la fois :
 - on évalue individuellement chaque stratégie pour ne retenir que celles qui ont une « rentabilité » suffisante, par exemple E1 et E2 ;
 - on évalue alors la pertinence de faire les deux évolutions simultanément et on compare les trois stratégies E1 seule, E2 seule, E1 et E2 ensemble pour retenir celle qui a le meilleur rapport coût/bénéfice.

Exemple d'application :

Pour résoudre un problème conduisant à un risque de fusion de cœur de 10^6 / an, trois stratégies sont envisagées :

- S1 : Stratégie la plus « rentable » mais induit un gain faible (le risque est divisé par 2 et reste encore important)
- S2 : Stratégie presque aussi « rentable », résout bien le problème (le risque est divisé par 10)
- S3 : Stratégie induisant un gain un peu plus important (le risque est divisé par 100) mais nettement plus coûteuse

⇒ Retenir S2



VI.2. HIERARCHISATION D'UN LOT DE MODIFICATIONS

La première application de ce type identifiée porte sur la VD3 900 (cf. note en référence [2_3]).

VI.2.1. REALISATION D'UNE ANALYSE COUT-BENEFICE PAR DOSSIER

L'approche coût-bénéfice est utilisée comme outil interne à l'ingénierie (et son appui technique) pour retenir la meilleure stratégie de traitement du dossier.

VI.2.2. HIERARCHISATION GLOBALE DES MODIFICATIONS

Pour chaque modification, son indicateur d'efficacité sûreté IES est évalué. Cet indicateur donne le ratio entre le « coût probabiliste de l'accident évité » et le coût de la modification.

Le « coût probabiliste de l'accident évité » est la somme sur les quatre critères (fusion du cœur, rejets S1, rejets S3 et rejets sans fusion du cœur) des produits de la réduction de la fréquence de l'accident type et du coût de cet accident.

L'IES est une mesure de la « rentabilité » de la modification. La hiérarchisation des modifications se fait à l'aide de cet indicateur.

Hormis les modifications à coût de possession négatif, la tête de liste est faite par les modifications ayant des IES élevés et la queue de liste par celles ayant les IES les plus faibles. Les IES des modifications analysées en VD3 900 présentent une grande dispersion (proches de 1 voire supérieurs à 1 pour les meilleurs, de l'ordre de 10^{-5} pour les moins intéressants).

Au vu de l'application de la méthode aux modifications VD3 900 et des exercices menés a posteriori sur les lots de modifications VD2 900 et VD2 1300, Électricité de France estime que les modifications présentant un rapport IES supérieure 10^{-1} sont justifiées³.

À cette liste de modifications considérées comme « rentables » il convient d'ajouter celles qui peuvent être justifiées pour d'autres raisons (sécurité du personnel, augmentation de marge permettant d'améliorer la souplesse d'exploitation ...). Ce sont généralement des modifications dont l'intérêt qualitativement est jugé comme acquis bien que ne pouvant être quantifié.

À l'opposé, les modifications présentant un rapport IES très faible (sensiblement inférieur à 10^{-2}) semblent pour Électricité de France de peu d'intérêt. Si l'IES a bien pris en compte leur bénéfice sûreté ainsi que leur coût et s'il n'existe pas d'autres raisons de retenir ces modifications, alors ces modifications sont à éviter, les dépenses ainsi évitées pouvant alors être utilisées pour mettre en œuvre des modifications apportant un bénéfice sûreté très nettement supérieur.

Les incertitudes sur les coûts et sur les bénéfices sûreté sont parfois importantes, c'est pourquoi Électricité de France a défini une « bande morte » correspondant à des valeurs d'IES comprises entre

³ Cela correspond à des modifications qui, dans le domaine des assurances pourraient être considérées comme « rentables » en prenant un facteur d'aversion au risque de 10. Le facteur d'aversion au risque représente le surcoût relatif que l'on est prêt à payer par rapport à l'espérance mathématique du coût pour éviter un risque peu probable mais de conséquences importantes. 10 est une valeur couramment utilisée pour les risques majeurs (référence UK HSE)

10^{-2} et 10^{-1} . Dans cette zone, Électricité de France indique qu'on ne peut réellement trancher pour dire si l'IES est bon ou mauvais.

La liste de modifications hiérarchisées suivant leur IES peut donc être amendée, si besoin, en retirant de la tête de liste des modifications qui présenteraient un défaut rédhibitoire qui n'aurait pu être pris en compte dans la valorisation de l'IES et en ajoutant à la liste des modifications jugées « efficaces », des modifications de faible IES, mais pour lesquelles la prise en compte d'un bénéfice sûreté ou d'un impact positif vis-à-vis de l'exploitation qui n'a pu être quantifié serait de nature à réévaluer la valorisation de l'IES.

L'objectif de ces ajustements est de disposer d'une hiérarchisation la plus représentative possible de l'efficacité sûreté des modifications.

Ce classement est ensuite utilisé avec les autres critères classiquement utilisés en analyse de sûreté pour finaliser la liste des modifications à mettre en œuvre lors de la visite décennale. Il n'y a pas de règles mathématiques pour finaliser cette liste. Le poids de ces critères varie d'une modification à l'autre. Un IES « extrême » (fort ou faible et non moyen), jugé représentatif des bénéfices sûreté et des coûts de la modification et pour lequel les incertitudes sont « faibles », sera bien évidemment de plus de poids, pour décider de retenir ou non une modification, qu'un IES moyen ou entaché d'une forte incertitude ou considéré comme peu représentatif du coût global de la modification ou du réel bénéfice sûreté.

L'approche coût-bénéfice peut ainsi permettre de tracer et de justifier une partie du processus aboutissant à la liste de modifications à retenir.

De plus, on peut évaluer, pour ce jeu de modifications retenu, le coût et le bénéfice sûreté escomptés et les comparer à un autre jeu de modifications envisageables ou à l'ensemble des modifications.

Les Figure 2 - 1, Figure 2 - 2 et Figure 2 - 5 illustrent l'application de la méthode à la VD3 900.

VI.3. AUTRES APPLICATIONS POTENTIELLES

Électricité de France évoque, dans le document en référence [2_1], quelques réflexions quant à l'utilisation de la méthode coût-bénéfice en tant qu'aide à la décision pour la définition des délais de traitement. Il souligne que, si cette utilisation n'a pas été mise en œuvre sur des cas concrets, elle est toutefois présentée, car c'est une déclinaison directe de la méthode où la comparaison de stratégie ne porte pas sur la nature des modifications à mettre en œuvre mais sur le délai de mise en œuvre d'une modification.

REFERENCES DU CHAPITRE 2

Documents transmis par Électricité de France

- [2_1] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A du 24 mai 2006 transmise par la lettre ENSN060061 du 08/06/06 - Méthode coût/bénéfice sûreté
- [2_2] Note ENSN04147 A du 15 novembre 2004 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [2_3] Note ENSN04147 B du 21 novembre 2005 - Hiérarchisation des modifications VD3 900

FIGURES DU CHAPITRE 2

<i>Figure 2 - 1 Cumul des bénéfices sûreté et coûts des modifications hiérarchisées (VD3 900)</i>	37
<i>Figure 2 - 2 Ratio coût - bénéfice sûreté (modifications VD3 900)</i>	38
<i>Figure 2 - 3 Ratio coût - bénéfice sûreté critère S1 multiplié par 10</i>	39
<i>Figure 2 - 4 Ratio coût - bénéfice sûreté critère doses divisé par 10</i>	39
<i>Figure 2 - 5 Ratio coût - bénéfice avec une zone d'indétermination</i>	40

Cumul des Bénéfices sûreté et coûts des modifications hiérarchisées

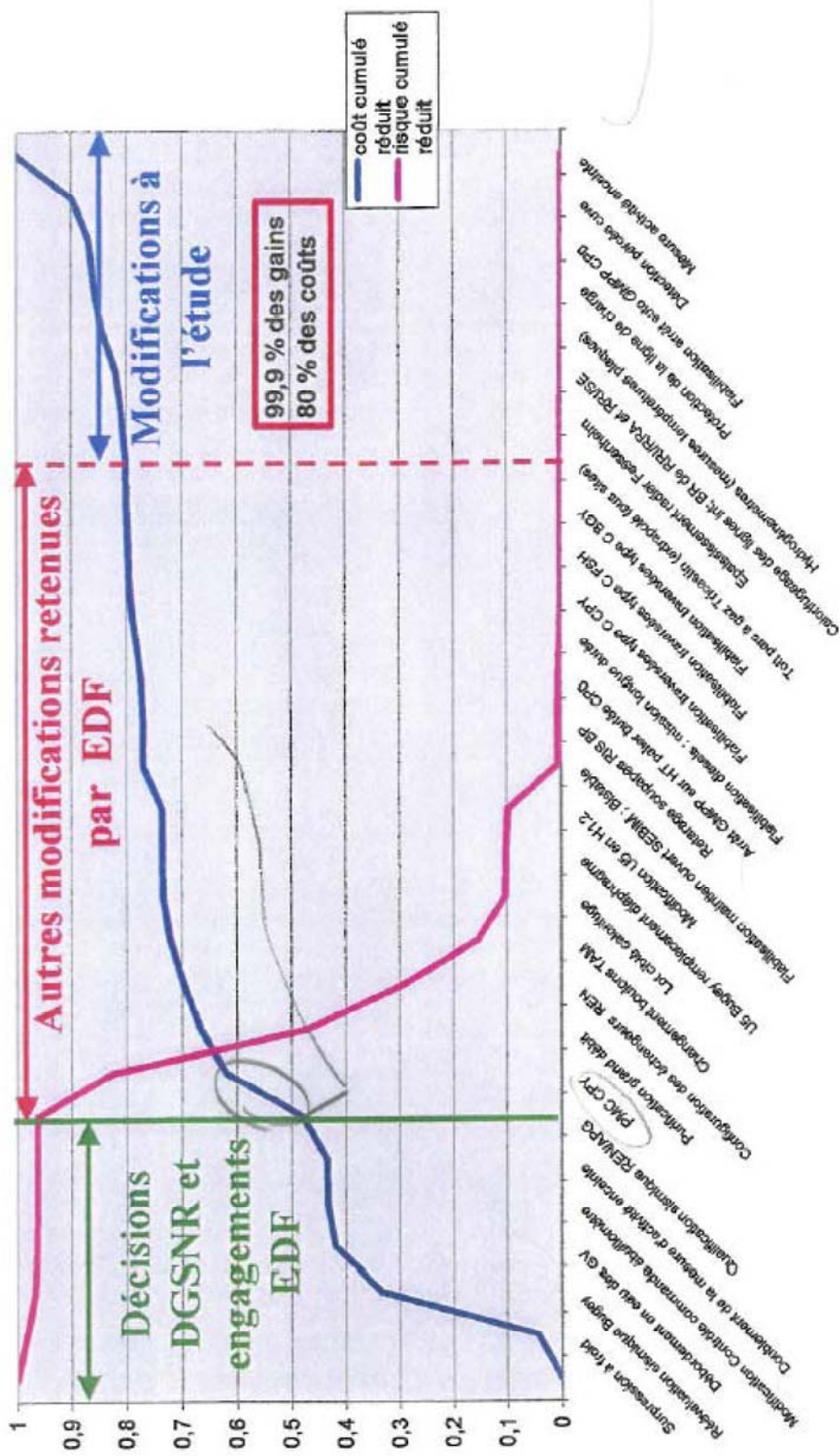


Figure 2 - 1 Cumul des bénéfices sûreté et coûts des modifications hiérarchisées (VD3 900)

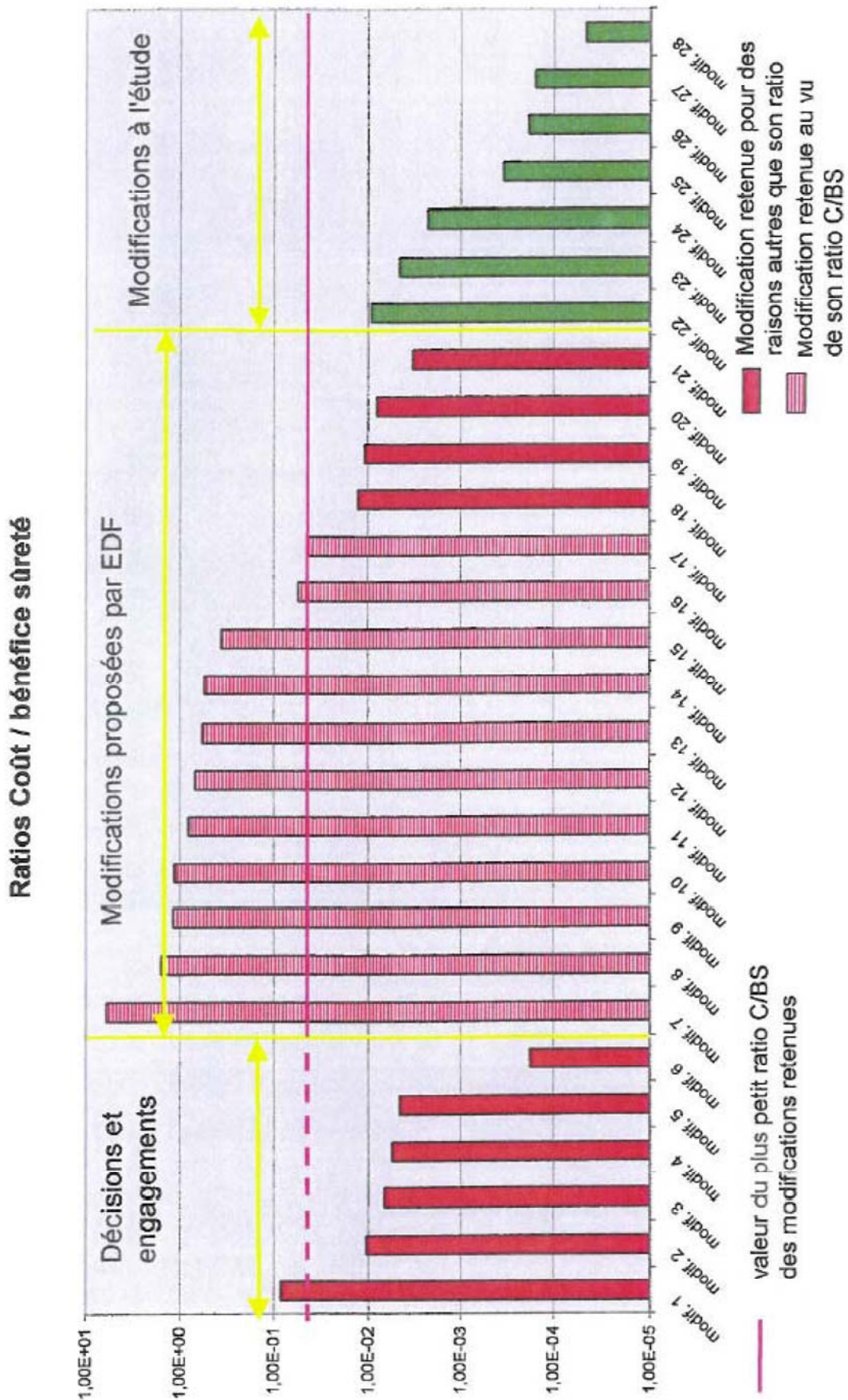


Figure 2 - 2 Ratio coût - bénéfice sûreté (modifications VD3 900)

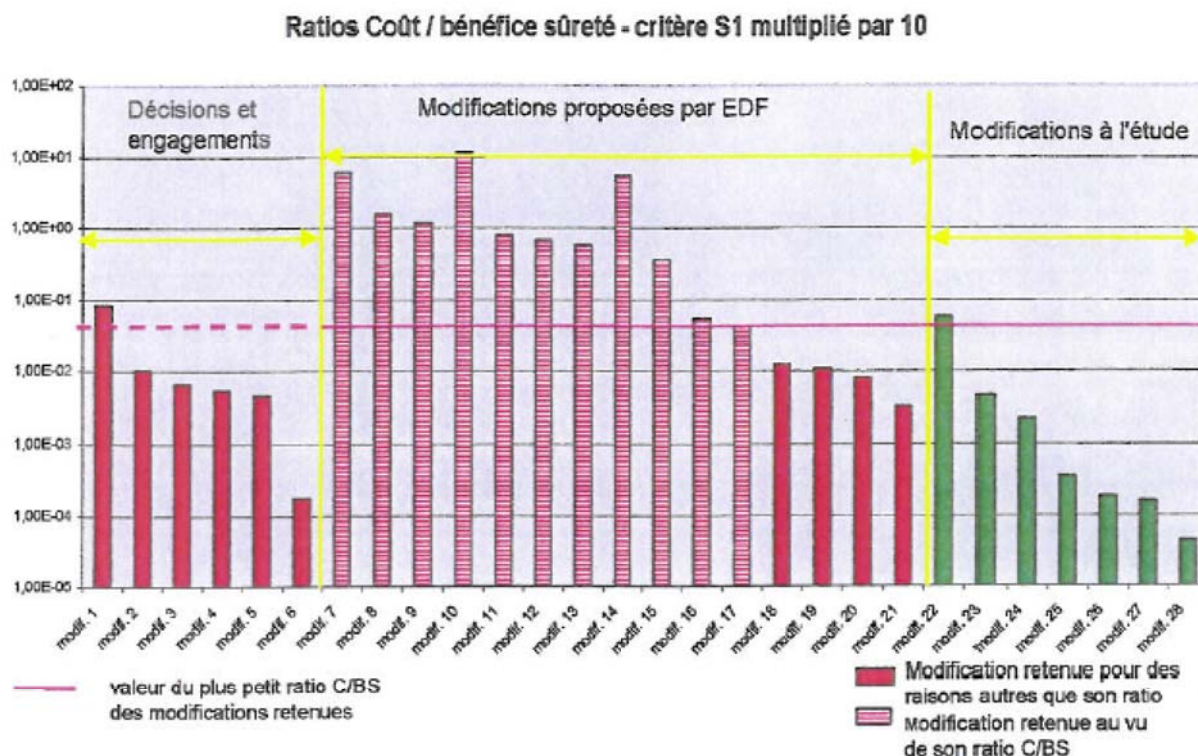


Figure 2 - 3 Ratio coût - bénéfice sûreté critère S1 multiplié par 10

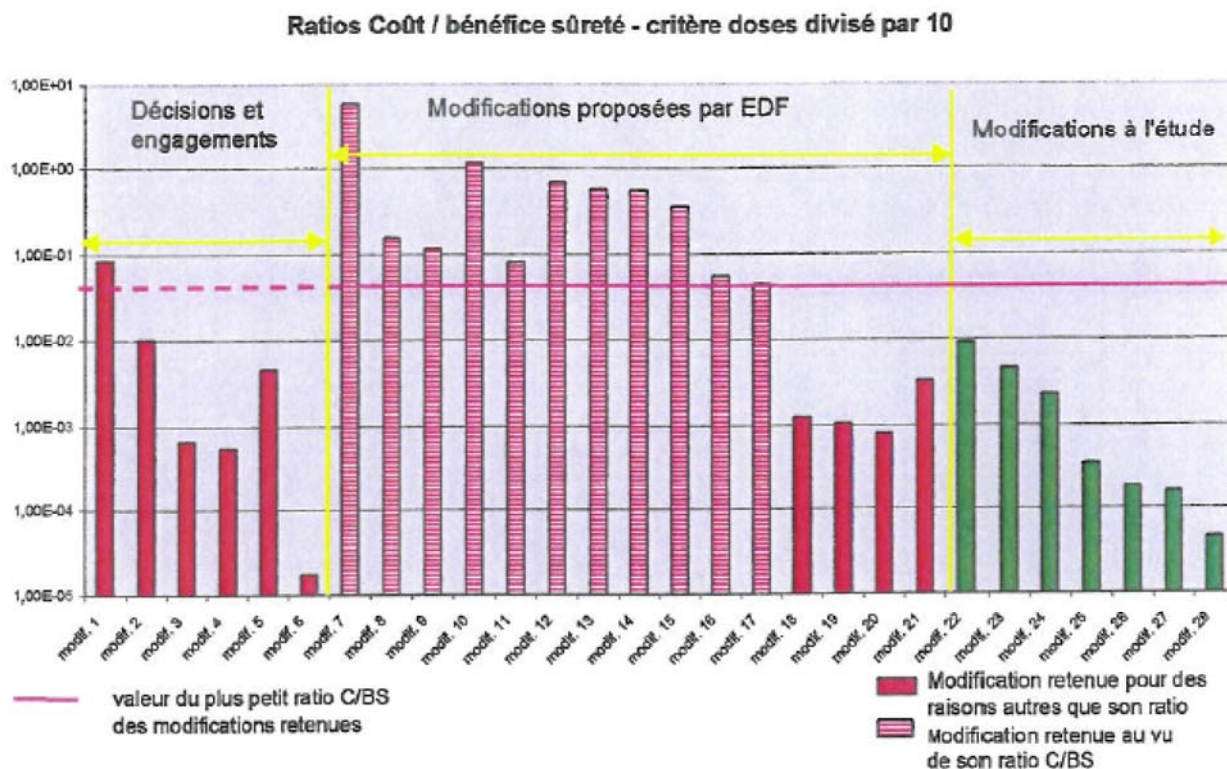


Figure 2 - 4 Ratio coût - bénéfice sûreté critère doses divisé par 10

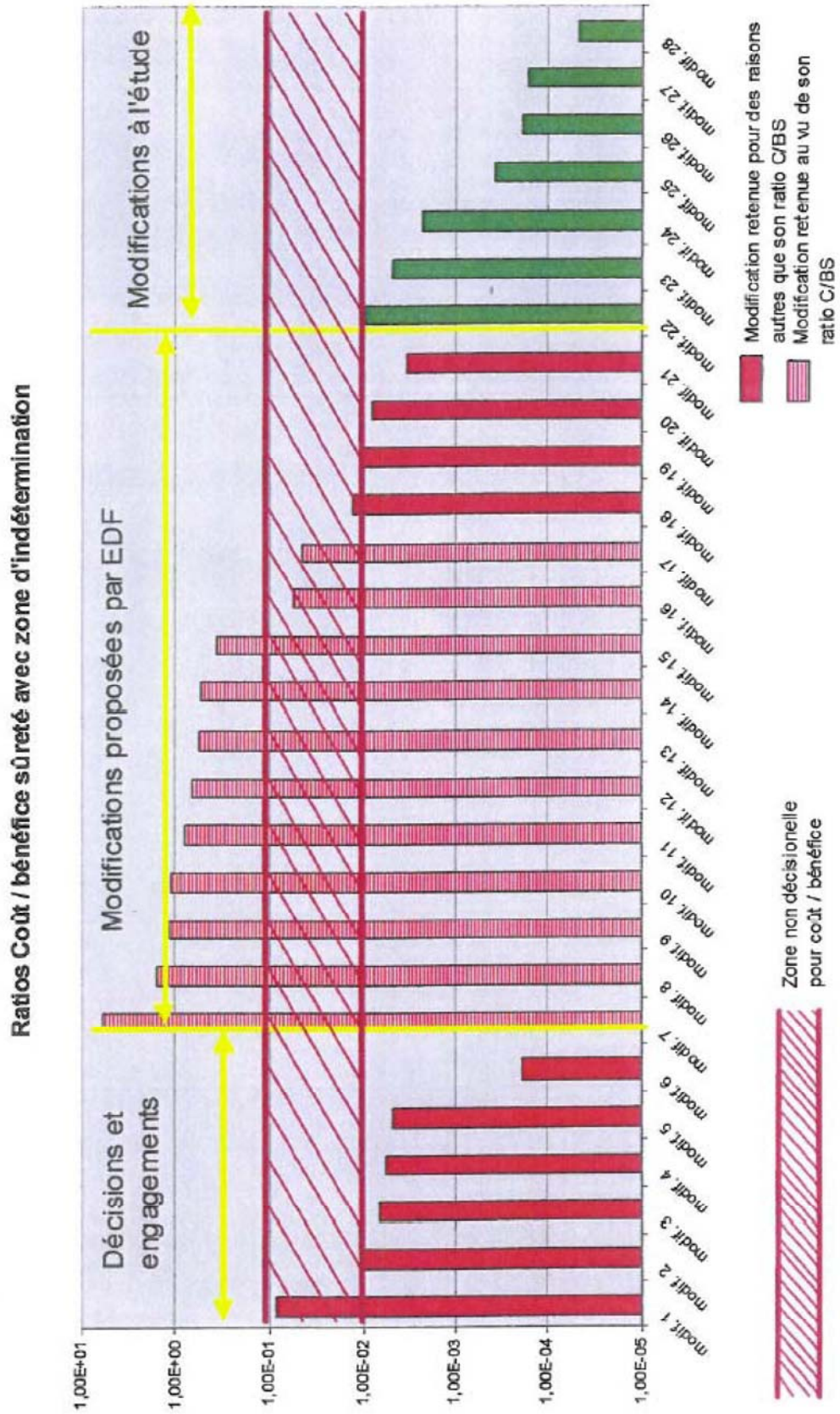


Figure 2 - 5 Ratio coût - bénéfice avec une zone d'indétermination

CHAPITRE 3 : ÉTAT DE L'ART INTERNATIONAL

Dans le cadre du développement d'une méthode de type coût-bénéfice par Electricité de France, l'examen de l'état de l'art international sur le sujet s'avère intéressant à deux égards :

1. comparer la méthode coût-bénéfice proposée par Electricité de France avec d'éventuelles pratiques de même type déjà en usage à l'étranger dans le domaine du nucléaire ;
2. comparer les coûts d'accidents établis par Electricité de France avec les valeurs établies par ailleurs, et plus généralement, étayer les valeurs des paramètres permettant d'estimer les coûts et les bénéfices d'une modification de sûreté.

En préambule, l'IRSN rappelle quelques principes de l'approche plus générale Risk-Informed, laquelle favorise l'utilisation des EPS dans l'analyse de risque.

I. LA DEMARCHE RISK-INFORMED

Les éléments présentés ci-après sont en grande partie extraits du document en référence [3_4]. Ils visent à éclairer le lecteur sur l'approche globale Risk-Informed et à montrer que les méthodes de type coût-bénéfice n'en sont qu'une application spécifique et séparée.

La démarche Risk-Informed (ou approche éclairée par le risque) consiste à **combiner les informations quantitatives sur le risque obtenues à l'aide des EPS avec celles fournies par l'approche déterministe conventionnelle**, dans le but d'aider les exploitants à focaliser leur attention et leurs ressources sur les problèmes les plus importants pour la sûreté, tout en maintenant (voire en améliorant) la sûreté des installations à un niveau acceptable.

I.1. À L'AIEA

En 1998, une des conclusions de l' « *International Conference on Topical Issues in Nuclear, Radiation and Radioactive Waste Safety* », fut que l'utilisation des EPS devait se développer au sein des États-membres.

L'AIEA a accompagné les états membres dans cette démarche notamment en éditant en 2001 le *TECDOC-1200* (référence [3_5]) et le *Safety guide NS-G-1.2* (référence [3_6]). La même année s'est tenue à Vienne une nouvelle conférence internationale dont l'un des thèmes était la prise de décision éclairée par le risque (*Risk-Informed decision making*).

Les différences dans l'utilisation de la démarche Risk-Informed entre les États-membres s'expliquent notamment par des pratiques et contextes réglementaires différents, pour ce qui concerne l'utilisation des EPS. En effet, tous les pays ne se sont pas dotés d'une réglementation relative aux Études Probabilistes de Sûreté, même si la plupart d'entre eux les utilisent pour analyser les projets de modification de conception de leurs centrales, ou pour étudier la conception des futures centrales.

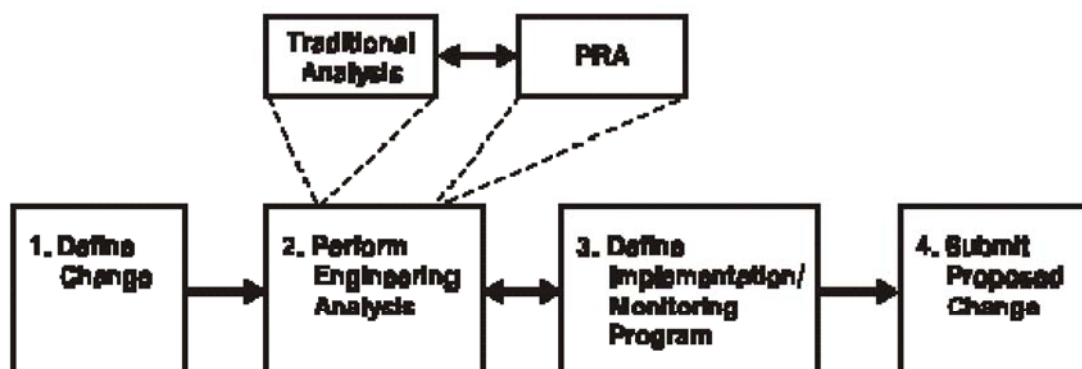
La démarche Risk-Informed n'est envisageable que lorsque l'on dispose d'EPS de grande qualité (*high quality PSAs*). L'AIEA considère, comme la NRC, que le niveau de qualité technique requis pour un modèle EPS dépend de ses utilisations : "*The PSA quality should be commensurate with its intended application.*"

I.2. AUX ÉTATS-UNIS

Aux États-Unis, la notion de Risk-Informed suit la déclaration de principe (1995) de la NRC (Nuclear Regulatory Commission) qui reconnaît l'importance de l'utilisation des résultats des EPS dans les prises de décision relatives à la sûreté des centrales nucléaires (« *PRA Policy Statement* »).

A partir de 1998, la NRC publie une série de guides sur la démarche Risk-Informed.

Le premier guide de la NRC sur le sujet (**Regulatory Guide 1.174**) porte sur l'intégration de la connaissance des risques dans l'étude des modifications de conception. Ce guide est considéré comme le guide de référence.



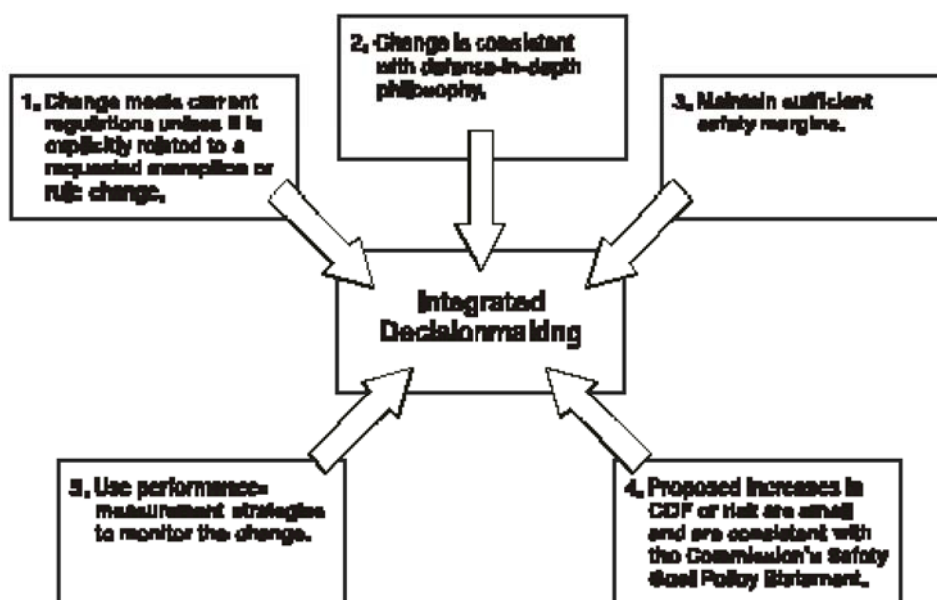
D'autres guides sont relatifs :

- aux essais périodiques des pompes et des vannes (RG 1.175) ;
- au programme d'assurance de la qualité (RG 1.176) ;
- aux spécifications techniques d'exploitation (RG 1.177) ;
- aux inspections en service des tuyauteries (guide RG 1.178).

Dans le document en référence [3_7], la NRC donne aux exploitants de centrales nucléaires des recommandations d'ordre général sur l'utilisation des Études Probabilistes de Sûreté en complément de l'approche déterministe traditionnelle pour modifier, selon une démarche Risk-Informed, certains aspects de leur licence d'exploitation.

Le Regulatory Guide 1.174 énonce par ailleurs les 5 principes fondamentaux (« key principles ») qui doivent être respectés pour l'application de la démarche à des modifications de conception :

1. les modifications de conception proposées doivent **satisfaire à toute la réglementation en vigueur** (sauf dérogation) ;
2. les modifications doivent être **conformes au principe de la défense en profondeur** ;
3. les modifications doivent permettre de **conserver des marges de sûreté suffisantes** ;
4. **si il y a une augmentation du risque encouru, celle-ci doit être faible et en accord avec la réglementation en vigueur** ;
5. **l'impact** de chaque modification **doit pouvoir être mesuré** par des moyens de surveillance appropriés.



Le quatrième point, qui autorise explicitement une réduction « maîtrisée » de la sûreté, est notamment encadré dans le Regulatory Guide 1.174 à l'aide des deux graphiques présentés en Figure 3-1 et Figure 3-2 qui indiquent respectivement la démarche à adopter selon :

- l'augmentation de la fréquence de fusion du cœur (en anglais : CDF) et la fréquence de fusion initiale ;
- l'augmentation de la fréquence de rejets massifs précoces (LERF) et la fréquence initiale de ces rejets.

Dans le RG 1.174, le rôle déterminant des EPS dans la démarche Risk-Informed est relevé. En conséquence, il est bien précisé qu'elles doivent être les plus complètes possible (*full-scope*) et modéliser correctement les modifications envisagées.

1.3. EN FRANCE

Dans les réunions internationales et dans ses échanges avec les autorités de sûreté nucléaire étrangères, la position de la France sur les Études Probabilistes de Sûreté est perçue comme un paradoxe. Alors que l'existence d'un parc standardisé et de moyens d'expertise importants a permis à la France de réaliser des études probabilistes très détaillées, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et l'IRSN restent très prudents dans les utilisations qui peuvent en être faites.

Si l'ASN et l'IRSN considèrent les EPS comme un outil précieux d'aide à l'analyse de sûreté, ayant contribué de façon importante et croissante à l'amélioration de la sûreté des réacteurs, l'utilisation d'objectifs probabilistes quantifiés n'est pas encouragée car, outre la difficulté de la démonstration compte tenu des incertitudes inhérentes aux EPS (incertitudes liées aux données, aux hypothèses fonctionnelles, au manque d'exhaustivité, à la méconnaissance de certains phénomènes physiques...), le respect d'objectifs pourrait conduire les exploitants à considérer que la sûreté est suffisante, alors que le but de l'ASN n'est pas seulement de maintenir la sûreté mais de toujours chercher à l'améliorer. L'aspect hiérarchisation des risques est ainsi privilégié dans l'utilisation des EPS.

Par ailleurs, l'ASN et l'IRSN estiment que les EPS ne constituent pas l'unique moyen de tenir compte du risque dans les évaluations de sûreté : le risque peut aussi être pris en considération de manière implicite ou relative, en particulier dans la démarche de sûreté déterministe (défense en profondeur, marges de sûreté ...).

Rappelons que l'ASN a souhaité préciser les limites d'emploi des EPS et leur domaine de pertinence pour les réacteurs à eau sous pression, ce qui s'est traduit par la rédaction de la Règle Fondamentale de Sûreté RFS 2002-01 ("Règle Fondamentale de Sûreté relative au développement et à l'utilisation des études probabilistes de sûreté pour les réacteurs nucléaires à eau sous pression"). Il est à noter que cette RFS ne concerne que les EPS de niveau 1.

I.4. DANS D'AUTRES PAYS EUROPEENS

Figurent ci-après quelques éléments qui n'ont pas vocation à être exhaustifs.

En Belgique, la conception des centrales repose pour l'essentiel sur une approche déterministe. Pour compléter cette approche, AVN (Association Vinçotte Nucléaire) a adopté les EPS comme outil d'analyse de sûreté. AVN encourage l'utilisation de la méthodologie EPS et s'intéresse aux méthodes combinant les approches déterministe et probabiliste, notamment pour améliorer l'efficacité de ses inspections sur les sites nucléaires.

En Espagne, le CSN (Conseil de sûreté Nucléaire) souhaite se doter d'une réglementation qui serait entièrement éclairée par le risque (Risk-Informed Regulation). C'est ainsi qu'il s'est rapproché des exploitants pour exploiter au mieux les possibilités offertes par les EPS. Le CSN a notamment publié en mars 2004 le guide 1.15 ("Actualización y Mantenimiento de los Análisis Probabilistas de Seguridad") qui contient des recommandations pour mettre à jour les EPS, et le CSN considère que les EPS peuvent l'aider à améliorer ses propres processus, notamment ceux concernant les inspections en centrales. En parallèle à l'autorité de sûreté, les exploitants travaillent sur les utilisations possibles des EPS pour améliorer la sûreté des centrales et faciliter leur exploitation.

En Finlande, l'Autorité de Sûreté (STUK) a introduit et généralisé l'utilisation des EPS dans la réglementation. L'EPS est également un outil de « gestion » de la sûreté couramment utilisé par les exploitants. Par le terme d'approche réglementaire éclairée par le risque, STUK désigne un processus de décision réglementaire dans lequel sont pris en compte et se complètent les enseignements des EPS, les critères déterministes et les appréciations techniques. Les méthodes éclairées par le risque visent avant tout à assurer la gestion ciblée, la plus efficace possible, des moyens disponibles pour améliorer la sûreté nucléaire.

STUK et les exploitants ont conclu un accord pour que le modèle d'EPS vivante (cf. guide réglementaire YVL 2.8) constitue une plateforme d'informations commune. L'utilisation de ce modèle commun est subordonnée à l'examen rigoureux des modèles EPS par STUK. L'EPS vivante couvre toute la durée de vie de la centrale : elle est formellement intégrée au processus réglementaire des centrales électriques nucléaires dès le début de la phase de conception. Elle est ensuite utilisée durant les phases de construction et d'exploitation, pendant toute la durée de vie de la centrale. STUK a pour objectif de

parvenir à un usage extensif des méthodes éclairées par le risque, où les approches déterministe et probabiliste se complètent de manière équilibrée.

I.5. L'APPROCHE SPECIFIQUE COUT-BENEFICE

L'analyse Coût-Bénéfice apparaît comme une application spécifique, à caractère économique, de la démarche Risk-Informed.

Dans le cadre d'une telle analyse, les EPS servent à estimer le bénéfice de sûreté apporté par la résolution d'un problème de sûreté donné, ce bénéfice étant ensuite traduit monétairement, grâce à des facteurs de conversion.

Il est à noter que la démarche américaine de type coût-bénéfice en vigueur à la NRC, présentée en détails au paragraphe II.2, est définie dans les documents en références [3_8] et [3_9], lesquels furent publiés (en 1983 et 1997) antérieurement au Regulatory Guide 1.174 (1998). Il n'apparaît pas de lien formel entre les deux séries de documents. Les documents NRC relatifs à une démarche de type coût-bénéfice décrivent davantage une pratique propre à la NRC, alors que le Regulatory Guide 1.174 définit des règles d'analyse de sûreté plus générale, applicables par tous les intervenants.

II. LES METHODES FORMALISEES DE TYPE COUT-BENEFICE EXISTANTES

II.1. POSITIONNEMENT GENERAL DE LA METHODE PROPOSEE PAR ÉLECTRICITE DE FRANCE POUR LA HIERARCHISATION DE MODIFICATIONS

Electricité de France a fourni en appui de sa méthode un document de synthèse sur l'état de l'art international des méthodes coût-bénéfice dans le domaine de la sûreté nucléaire, en référence [3_1], dont sont reproduites ici les conclusions générales qui semblent les plus intéressantes pour l'IRSN.

« La littérature fait apparaître essentiellement trois types d'approche :

- 1. les approches coût avantage ;*
- 2. les approches coût efficacité ;*
- 3. les approches multicritères.*

L'approche coût avantage se concentre sur l'analyse du bilan Bénéfice-Coût (=soustraction), l'approche coût efficacité sur le ratio Bénéfice/Coût, et l'approche multicritère compare les options soit deux à deux, soit sur la base d'un score sans dimension.

Ces types d'approche sont mis en œuvre dans différents domaines : les transports, l'environnement, la santé, etc. Dans le domaine de la sûreté nucléaire, la tendance internationale est d'utiliser davantage les approches coût efficacité même si elles sont qualifiées de coût-bénéfice.

L'application la plus courante des approches coût efficacité est la sélection de la meilleure option (modification de procédures conduite ou maintenance ou de conception) pour régler un problème de sûreté donné, aussi bien pour des démarches d'évolutions de réglementations que d'amélioration de la sûreté (Canada, USA, Espagne). Aux USA, la méthode RIAM (Risk-Informed Asset Management) est une

extension des approches coût efficacité, avec la prise en compte de plusieurs critères (dont la sûreté) pour optimiser les investissements sur une tranche. Il existe également des applications partielles qui utilisent l'évaluation des bénéfices pour estimer un plafond d'investissement associé à la sûreté (USA, Hongrie). »

« Il semble y avoir assez peu d'applications effectives. »

« En Europe, une méthode de ce type est partiellement en application en Hongrie » (l'évaluation d'un bénéfice sûreté est mis en regard d'une contrainte budgétaire limite), « et en voie d'application et de négociation avec l'Autorité de sûreté en Espagne » (calquée, dans ce cas, sur les principes en vigueur à la NRC - voir le paragraphe II.2 ci-dessous).

L'IRSN a par ailleurs interrogé (via l'envoi d'un questionnaire) l'ensemble des membres du groupe OCDE WGRISK, afin de connaître l'état des lieux sur le sujet. L'IRSN a reçu en retour uniquement trois réponses, de Belgique, de Suède et du Canada.

Les représentants belges et suédois confirment ainsi ne pas utiliser de démarche de type coût-bénéfice actuellement :

- en Belgique, aucune méthode explicite et quantifiée de type coût-bénéfice n'est utilisée à ce jour, mais l'exploitant a toutefois fait connaître son intention d'inclure à l'avenir une méthode de ce type dans le processus de décision ;
- en Suède, aucune analyse coût-bénéfice n'est réalisée et les conséquences monétaires d'une modification de sûreté ne sont pas prises en compte. Les coûts sont estimés, mais ne sont pas comparés avec les bénéfices éventuels.

Le Canada a fourni la réponse la plus détaillée. Une démarche de ce type est en effet en application dans ce pays (voir le paragraphe II.3 ci-dessous qui détaille cette démarche). Les réponses apportées par l'Autorité de Sûreté canadienne sont synthétisées au paragraphe II.3.2.

Quoi qu'il en soit, il est important de noter que *« dans tous les pays où ce type d'approche est utilisé, elle ne constitue qu'une aide à la décision. Elle est intégrée dans le processus décisionnel (NEA, 1995⁴ : « Les autorités réglementaires n'acceptent pas que les analyses coût-bénéfice soient le seul moyen de décision sur l'acceptabilité de la sûreté d'une tranche. »).*

Dans ce contexte, Electricité de France conclut comme suit sur sa propre approche, *« l'approche coût-bénéfice développée par Electricité de France est une démarche d'analyse de type coût efficacité. Le choix de ce type d'approche se justifie par l'utilisation qui en est faite : « l'analyse des améliorations de sûreté en général, dans le cadre de la définition d'un lot de modifications en particulier » ». En*

⁴ Extrait de la synthèse du comité de réglementation des activités nucléaires de la NEA OCDE sur l'utilisation des EPS dans les centrales nucléaires des pays membres ; et notamment sur l'utilisation des Analyses Coûts Bénéfices (ACB) pour la prise de décisions (1995).

effet, ce type d'analyse s'applique bien à l'étude d'un ensemble limité de dossiers, envisagés dans un contexte bien précis.

Elle a pour objectifs de hiérarchiser et sélectionner des modifications relatives à l'amélioration de la sûreté de ses tranches nucléaires, pour les prochaines visites décennales.

L'IRSN passe ci-après en revue (aux paragraphes II.2 et II.3), deux démarches de type coût-bénéfice déjà en œuvre dans le domaine de la sûreté nucléaire, toutes deux en Amérique du Nord (États-unis et Canada), l'une à l'instigation du régulateur (la NRC, aux États-unis), l'autre à celle des exploitants (groupe canadien COG). Une comparaison est ensuite effectuée avec l'approche proposée par Electricité de France.

La démarche espagnole (ENUSA/CSN), en cours d'instruction, n'a pas été examinée, car elle est encore en cours d'instruction et elle reproduit la démarche NRC (« *excepté pour le choix des termes sources* »).

II.2. DESCRIPTION DE LA DEMARCHE NRC AUX ÉTATS-UNIS

La démarche NRC fut chronologiquement la première à être formalisée. L'objectif de la NRC, qui est un organisme de régulation, n'est pas exactement le même que celui d'Electricité de France, qui est un exploitant. La démarche mise en œuvre par la NRC (références [3_8] et [3_9]) vise à optimiser l'utilisation des ressources de l'organisme de contrôle, en hiérarchisant les différents problèmes de sûreté qui lui sont soumis.

La méthode consiste essentiellement à définir des rangs de priorité pour chaque sujet. Quatre rangs de priorité sont possibles : HIGH, MEDIUM, LOW et DROP (voir le Tableau 3-1). Leur attribution est basée prioritairement sur un critère de réduction de probabilité de fusion du cœur et, par défaut, sur un critère de dose.

Cette démarche est en cours depuis 1976, mais l'accident survenu à la centrale de Three Mile Island a conduit la NRC à préciser la méthode pour faire face à l'augmentation du nombre des problèmes de sûreté soulevés. La méthode n'est réellement appliquée que depuis décembre 1983. Elle prend la forme d'un processus en six étapes décrites ci-après. Les critères quantitatifs permettant la hiérarchisation des sujets apparaissent à l'étape 2.

II.2.1. CLASSIFICATION DES PROBLEMES DE SURETE

II.2.1.1. Étape 1 - Recensement des problèmes de sûreté

Le personnel de la NRC, les acteurs du secteur nucléaire, mais également le public, sont invités à faire part de leurs inquiétudes et de leurs préoccupations au RES (Office of Nuclear Regulatory RESearch) qui étudie chaque problème de sûreté qui lui est soumis.

II.2.1.2. Étape 2 - Rangs de priorité

L'objectif explicite de la hiérarchisation des questions de sûreté que doit traiter la NRC est de lui permettre une meilleure mobilisation de ses ressources (humaines, financières, matérielles, etc.), en privilégiant le traitement des sujets dont la résolution permet de réduire le risque de façon importante. Le processus de hiérarchisation porte sur des questions relatives à l'exploitation, mais aussi à la conception et la construction de centrales nucléaires.

La hiérarchisation des sujets soulevés repose sur l'établissement des quatre rangs de priorité dont la définition est rappelée dans le Tableau 3-1.

Le critère déterminant d'attribution d'un rang de priorité est la réduction de la fréquence de fusion du cœur et, à défaut, la réduction des doses absorbées par le public.

En pratique, la NRC calcule d'abord le ratio des deux grandeurs « Coût » et « Bénéfice pour la sûreté ». Selon le ratio ainsi calculé, un tableau de correspondance (Tableau 3-3, élargi au Tableau 3-4 selon les critères quantifiables) permet d'associer un rang de priorité au problème considéré (les formules de calcul du ratio et tableau de correspondance actuels ont été établis en 1993).

Mais on constate, à la lecture de ces tableaux de correspondance, que l'influence du rapport Coût-Bénéfice est du second ordre dans cette démarche, et vient après les critères de réduction de la fréquence de fusion du cœur et de réduction possible des doses.

En cas de doute ou d'indications contradictoires, le rang de priorité le plus élevé doit être retenu (approche conservative). Il est enfin rappelé que, du fait des nombreuses incertitudes entourant les termes utilisés dans le calcul du ratio, l'attribution du rang de priorité ne doit pas reposer uniquement sur celui-ci.

La démarche vise à définir les modifications qui doivent être examinées prioritairement, c'est-à-dire celles dont l'enjeu en terme de fusion du cœur est le plus important. Le coût de développement et de réalisation de la solution/modification correspondante peut être considéré ensuite comme un critère de décision.

Le bénéfice possible apparaît donc prioritaire devant le coût économique, au moins au début de l'examen.

Il est également à noter que le bénéfice sûreté n'est pas monétarisé dans cette méthode : la réduction de probabilité de fusion du cœur est utilisée directement.

Enfin, la méthode indique que la réduction de la fréquence de fusion du cœur doit être estimée en utilisant si possible des arbres de défaillances et des arbres d'événements, et en considérant les possibilités de cause commune. Les EPS sont considérées comme une bonne source d'information sur laquelle il faut s'appuyer.

II.2.1.3. Coûts économiques

Les coûts monétaires sont estimés principalement à partir des données disponibles relatives aux études d'ingénierie (nombre d'ingénieurs nécessaires, etc.) et aux équipements (prix d'achat, coût de l'installation, coût de la maintenance, etc.). Ainsi, sont comptabilisés à la fois les coûts supportés par la NRC et ceux supportés par les exploitants (voir le Tableau 3-2).

II.2.1.4. Ratio Coût/Bénéfice (R)

Le ratio coût-bénéfice proprement dit utilisé par la NRC est noté R, et est défini ainsi :

$$R = \frac{\text{Coût}}{\text{Bénéfice}} = \frac{C}{N * F * T * D} \quad (\text{Équation 3-1})$$

avec :

- N= nombre de réacteurs concernés par le problème de sûreté étudié ;
- F= réduction de la fréquence d'occurrence (événement / année*réacteur) ;
- T= durée de vie moyenne restante des réacteurs affectés (basée sur une durée initiale de 40 ans) ;
- D= dose absorbée par le public (homme.rem) ;
- C= coût total de la solution/modification (calculé pour tous les réacteurs concernés, dollar).
Il comprend les coûts de développement (supportés par la NRC) et les coûts de réalisation supportés par les exploitants (main d'œuvre, maintenance, achats, etc.).

On notera que le coût est ici au numérateur et le bénéfice au dénominateur (contrairement au ratio IES défini par EDF).

Le ratio R s'exprime en \$ / homme.rem, et est donc homogène à un facteur de valorisation monétaire des doses. Dans les Tableau 3-3 et Tableau 3-4, ce ratio est ainsi comparé à la valeur numérique qu'utilise la NRC pour valoriser les doses : 2000 \$/h.rem.

Mais, comme dit précédemment, le rang de priorité est surtout fonction de la réduction de la probabilité de fusion du cœur (noté CDF, en anglais), comme visible dans le Tableau 3-3.

Lorsque le critère CDF (par tranche) n'est pas le seul critère quantifiable, la NRC a recours à un second tableau de correspondance (Tableau 3-4) qui complète le précédent par un critère CDF intégré sur tout le parc (l'équivalent de 30 réacteurs considérés), et un critère de réduction de la dose absorbée par le public.

Dans l'exposé de la méthode, il n'est explicité aucun lien direct entre CDF et dose. Il semble que les deux critères ont été placés indépendamment sous les rangs de priorité possibles (DROP à HIGH), compte tenu de leur domaine de variation envisagé : de 10^{-7} à 10^{-4} pour le CDF, et de 10 à 10^4 pour le critère de dose.

Dans les correspondances indépendantes ainsi construites, le positionnement relatif des deux critères conduit de fait à l'équivalence suivante :

« (CDF= 10^{-6} / année.réacteur) pour (une dose hors site de 100 h.rem soit 10 h.Sv) ».

II.2.1.5. Estimations des doses en accident grave par la NRC

La NRC a effectué des calculs de dose intégrée par le public, à l'aide du code CRAC2, pour 14 catégories de rejets, définies dans le rapport WASH 1400, et correspondant à autant de scénarios de rejets (9 PWR et 5 BWR - voir l'Annexe 3-3). Les 14 valeurs de rejets ainsi estimées s'étalent sur plusieurs décades de 2 à $7,1 \cdot 10^5$ h.Sv, distribuées en abscisse sur la Figure 3-3.

Les hypothèses de calculs de dose, avec le code CRAC2, sont de considérer, pour chaque scénario, 340 personnes par (mile)² localisées dans un rayon de 50 miles autour du site (50 miles font 80 km). La population alors contenue dans un tel rayon est de 2,6 millions de personnes, prenant chacune une dose calculée par le code CRAC2, dépendant du terme source considéré.

On ajoutera que la NRC postule une dose forfaitaire égale à 20 000 h.rem (ou 2 000 h.Sv), reçue par l'ensemble des travailleurs participant sur le site aux réparations, au nettoyage et à la remise en service du réacteur, et cela quel que soit le scénario.

II.2.2. ÉTAPES SUIVANTES

L'étape suivante (étape 3) est celle de la résolution des problèmes retenus. Une fois qu'un problème de sûreté s'est vu attribué un rang de priorité et que l'accord a été donné pour sa résolution, il faut, d'une part, désigner au sein de la NRC un responsable qui suivra toute la phase de résolution du problème, et d'autre part, évaluer la charge de travail, définir les ressources nécessaires à la bonne réalisation du projet.

Les données du retour d'expérience, les EPS et les analyses déjà réalisées constituent une liste non exhaustive des sources d'informations sur lesquelles les agents de la NRC peuvent s'appuyer pour traiter les problèmes de sûreté impliquant une modification de la réglementation. Plusieurs solutions (alternatives) à un même problème de sûreté peuvent être considérées. Une analyse coût-bénéfice détaillée est alors recommandée pour chacune d'elles.

Les deux étapes suivantes consistent à nouer des contacts avec les exploitants et à élaborer un planning (étape 4), puis à réaliser les travaux souhaités (étape 5).

Enfin, la dernière étape (étape 6), de vérification, consiste à faire réaliser des inspections sur site par le personnel de la NRC pour s'assurer que la modification effectivement mise en place a permis d'atteindre le maximum de bénéfices pour la sûreté avec le minimum de ressources.

II.3. DESCRIPTION DE LA DEMARCHE DU GROUPE COG AU CANADA

En 1999, le gouvernement du Canada s'est clairement exprimé en faveur de l'utilisation systématique de la démarche Coût-Bénéfice (BCA ou Benefit-Cost Analysis) lors des prises de décision traitant de problématiques pouvant avoir des implications économiques, sociales et environnementales, ou lors de l'introduction de nouvelles réglementations pouvant avoir des conséquences sur celles déjà existantes.

Dans ce cadre, l'autorité de sûreté canadienne (Canadian Nuclear Safety Commission) a adopté l'analyse Coût-Bénéfice. Les exploitants sont ainsi invités à proposer et à utiliser une démarche Coût-Bénéfice lors de leurs processus de prise de décision, respectant les règles mentionnées ci-après.

La démarche doit être simple d'utilisation, compréhensible par tous, et conforme à la réglementation en vigueur. D'autres exigences sont définies ; il convient en particulier :

- d'être « quantitatif » autant que possible ;
- de prendre en compte les incertitudes (à l'aide de techniques telles que : la réalisation d'analyse de sensibilité, la détermination de niveau de confiance...);
- d'être capable de « benchmarker » l'étude en cours à l'aide d'exemples pris au Canada et d'exemples pris aux États-unis.

La démarche retranscrite ci-après est celle qui a été développée par les exploitants de réacteurs de type CANDU (Canadian Deuterium Uranium, réacteur à eau lourde sous pression), réunis au sein du groupe COG (CANDU Owners Group Inc.).

Cette démarche est fortement inspirée par celle en vigueur à la NRC.

Quatre documents principaux, dont un formulaire de calcul Excel ([3_10][3_11] [3_12][3_13]), référencent la démarche proposée. Les recommandations fournies dans ces documents ne constituent pas des règles prescriptives : les exploitants peuvent proposer d'autres approches pour réaliser des analyses coût-bénéfice.

Comme dans le cas de la NRC, le processus à suivre pour mener à bien une analyse coût-bénéfice consiste en une succession d'étapes, représentées sur la Figure 3-4.

II.3.1. LA DEMARCHE

II.3.1.1. Étape 1 - Définition du problème

L'exploitant doit veiller à bien déterminer les limites du dossier à traiter, c'est-à-dire préciser ce qui est inclus et ce qui est exclu.

II.3.1.2. Étape 2 - Évaluation de l'importance du problème de sûreté

À partir des informations collectées à l'étape précédente, l'exploitant doit effectuer une première évaluation de l'importance du problème étudié, c'est-à-dire, comme à la NRC, de l'ampleur du bénéfice potentiel pour la sûreté. Il est en effet considéré que l'importance d'un problème est déterminée par la « réduction de risque » apportée par sa résolution.

Comme à la NRC, selon les résultats de l'évaluation, le problème de sûreté sera classé dans une catégorie (« LOW », « MEDIUM » ou « HIGH »), parmi celles mentionnées dans le Tableau 3-5 (la méthode canadienne ne reprend pas la catégorie « DROP » définie dans la méthode NRC).

Pour l'évaluation du niveau d'importance, deux approches sont ici utilisées : l'approche déterministe et l'approche probabiliste.

L'approche déterministe recense les conséquences du problème de sûreté sur les barrières de la défense en profondeur (évaluation qualitative).

Cette approche est complétée par l'approche probabiliste quand l'exploitant dispose d'une étude probabiliste applicable à la centrale concernée (évaluation quantitative).

Il n'est pas donné d'informations sur l'attitude à adopter en cas de doute ou d'indications contradictoires.

Cependant, les auteurs semblent privilégier l'approche probabiliste à l'approche déterministe.

Les critères utilisés dans l'approche déterministe sont répertoriés dans le Tableau 3-6.

Pour l'approche probabiliste, l'utilisation d'une EPS est requise.

Une EPS de niveau 1 bien réalisée permet d'obtenir une estimation de la réduction de la fréquence de fusion du cœur (CDF), et de déterminer l'importance qualitative de celle-ci, en accord avec les valeurs définies dans le Tableau 3-7.

Si le problème de sûreté considéré impacte l'enceinte de confinement, l'exploitant peut décider d'utiliser la probabilité conditionnelle d'endommagement précoce de l'enceinte (CPCFB, *Conditional Probability of Early Containment Failure or Bypass*) en complément de la fréquence de fusion du cœur (CDF) comme critère d'évaluation. Cette seconde notion n'est pas directement mise en avant dans la méthode proposée par Électricité de France (ni dans celle de la NRC).

Dans ce second cas, la matrice d'aide à la décision correspond à celle figurant dans le Tableau 3-8. Dans ce second tableau, la fréquence globale qui détermine le rang de priorité est le produit de la probabilité conditionnelle d'endommagement de l'enceinte par la réduction obtenue en amont pour la probabilité de fusion du cœur. En ce sens, les deux tableaux (Tableau 3-7 et Tableau 3-8) sont cohérents dans l'attribution des rangs de priorité possibles (« LOW » lorsque la fréquence totale considérée est $<10^{-6}$, « HIGH » lorsque la fréquence est $>10^{-5}$).

Il faut noter que, dans la méthode canadienne, la valorisation monétaire des impacts sanitaires est très forte (dose évitée : 4 000 \$/h.rem ; décès évité : 5 M\$; blessé évité : 100 k\$).

De même, la valeur du cumul de dose aux travailleurs (lors du chantier d'implantation) est appliquée « instantanément » pour le calcul d'impact.

II.3.1.3. Étape 3 - Identification des solutions/modifications envisagées

Au cours de cette étape, l'exploitant doit décrire avec précision les solutions qui, selon lui, doivent permettre de résoudre le problème posé. La solution statu quo (« *take no action* ») doit être envisagée afin de servir de référence lors de la phase de comparaison des solutions.

Le groupe COG fournit les recommandations suivantes pour déterminer les solutions à étudier :

"Taking no action should always be included as an alternative or used as the reference base case against which other alternatives are evaluated."

Alternatives that are minor variations of each other should be avoided.

Options should be included that may not totally solve the problem, but that may go a long way towards a solution and may be a satisfactory compromise resolution."

II.3.1.4. Étape 4 - Identification des critères techniques

Pour chaque solution/modification envisagée, l'exploitant doit déterminer les critères techniques (*attributes*) sur lesquels reposera l'analyse Coût-Bénéfice correspondante. Les valeurs de ces critères quantifiables seront comparées à celles de la solution de référence (le plus souvent « *take no action* »). L'exploitant doit s'assurer que les critères qu'il aura retenus pour une solution donnée couvrent bien tous les bénéfices et les coûts potentiels qu'elle peut générer. Une liste des principaux critères à considérer est fournie dans le Tableau 3-9.

II.3.1.5. Étape 5 - Étude préliminaire des solutions envisagées

Cette étape consiste à réduire le nombre de solutions envisagées avant de commencer l'analyse Coût-Bénéfice. Pour chaque solution, l'exploitant doit estimer les bénéfices et les coûts potentiels. L'estimation des bénéfices est qualitative ; celle des coûts est semi-quantitative : par exemple, une solution qui consiste à installer un nouvel équipement sera classée HIGH pour les coûts, alors que celle qui consiste à modifier uniquement des procédures sera classée LOW. Le nombre d'attributs à prendre en compte doit être réduit pour faciliter la réalisation de l'étude préliminaire.

À partir des informations recueillies, une première hiérarchisation des solutions peut être effectuée. Cela doit permettre à l'exploitant de déterminer les solutions pour lesquelles il est vraiment pertinent de faire une analyse Coût-Bénéfice approfondie. L'exploitant doit donner les raisons qui l'auront conduit à écarter les autres solutions.

II.3.1.6. Étape 6 - Analyse coût-bénéfice

L'étape 6 consiste à quantifier avec précision les bénéfices et les coûts des solutions, en s'aidant des critères identifiés à l'étape 4. Les EPS interviennent dans cette quantification : elles permettent, pour chaque solution, d'évaluer la variation des probabilités de fusion du cœur et de rejets de produits radioactifs par rapport aux probabilités de la solution de référence. Ces variations sont ensuite converties en bénéfice ou en coût.

Il convient de noter que, lorsque l'étape 5 ne fait ressortir qu'une seule solution (« *a clear alternative* »), l'analyse coût-bénéfice n'est pas nécessaire.

Des formules de calculs détaillées sont fournies (annexe D du document COG-01-003). Les valeurs des facteurs de conversion utilisés ainsi que quelques remarques sont reprises dans le Tableau 3-10.

Le fichier Excel "*Benefit-Cost Analysis Workbook*" fournit, pour chaque solution, un ensemble d'indicateurs qui facilitent la prise de décision.

Le groupe COG fournit des éléments permettant d'interpréter le ratio Bénéfice/Coût (B/C), sous la forme du Tableau 3-11.

II.3.1.7. Étape 7 - Présentation des résultats

Le document présentant les résultats de l'étude doit être bien structuré pour faciliter la prise de décision de l'exploitant. Il doit notamment comprendre :

- une description du problème de sûreté ;
- une description des solutions qui ont été envisagées par l'exploitant au début du projet ;
- les résultats de l'analyse Coût-Bénéfice (bénéfices et coûts attendus et estimés) ;
- les hypothèses prises en compte dans l'analyse Coût-Bénéfice et les incertitudes associées ;
- un classement et une comparaison des solutions étudiées ;
- les critères de décision utilisés.

Le groupe COG recommande l'utilisation du Tableau 3-12 pour présenter les résultats et faciliter la prise de décision.

II.3.2. INDICATIONS APORTEES PAR L'AUTORITE DE SURETE CANADIENNE QUANT A L'UTILISATION DE LA DEMARCHE COUT-BENEFICE

L'Autorité de Sûreté canadienne (CSNC) a répondu à un questionnaire proposé par l'IRSN aux membres du groupe WGRISK de l'OCDE, au sujet des pratiques en matière d'analyse de type coût-bénéfice en vigueur.

Cette réponse précise que l'utilisation d'une telle démarche est bien du ressort de l'exploitant, et que des analyses coût-bénéfice ont déjà été utilisées par l'exploitant pour arbitrer entre plusieurs solutions possibles sur certains problèmes. Deux exemples sont mentionnés :

- choisir le meilleur moyen de répondre à une exigence donnée (par exemple, pour parer à la rupture d'un tube de force conduisant à une perte de modérateur - « *CNSC Generic Action Item 95G02* ») ;
- choisir, parmi une liste d'améliorations possibles (résultat d'une revue périodique de sûreté), lesquelles seraient implémentées.

Ce second point correspond très exactement à l'objectif initial de la démarche d'Electricité de France.

Le principal champ d'application est le choix d'une solution technique parmi plusieurs possibles.

Il est bien précisé que cette approche n'est utilisable que de façon « relative ».

L'application d'un critère absolu n'est pas formellement rejetée, mais serait examinée au cas par cas, en considération des cinq critères énumérés au point 2 de l'alinéa suivant.

Au sein du CSNC, un comité spécial a été formé pour définir sa position quant aux conditions d'utilisation d'arguments de type coût-bénéfice. Les conclusions principales (« Position Paper ») en furent les suivantes.

1. La méthodologie de type coût-bénéfice établie par le CANDU Owners Group et les outils d'analyse correspondants⁵ ont été évalués et considérés comme pouvant être utilisés dans le processus de décision réglementaire.
2. Une analyse coût-bénéfice soumise par l'exploitant reflète le point de vue de celui-ci. Il incombe au décideur final (la Commission nucléaire canadienne ou son représentant) de considérer les intérêts des autres parties prenantes, dont le public. Les risques pris en considération par le CSNC sont d'ordre :
 - sanitaire et technique (« Health and Safety ») ;
 - organisationnel ;
 - politique ;
 - juridique ;
 - du maintien de la confiance des parties prenantes, et de la crédibilité de l'Autorité.

En conséquence, il appartient au CSNC de présenter au décideur final des analyses supplémentaires (autres que celles fournies par l'exploitant) permettant de répondre aux risques énumérés et aux préoccupations de toutes les parties prenantes.

Dans la démarche canadienne, les bénéfices de sûreté ne représentent qu'une partie des bénéfices considérés. Les bénéfices sont plutôt estimés en termes de risque et de réduction des dépenses ou d'impact :

- réduction des coûts de maintenance ;
- réduction de la dose aux travailleurs ;
- réduction des pertes économiques ;
- réduction des doses portées au public ;
- réduction des coûts de décontamination.

Dans la démarche d'Electricité de France, lorsqu'il s'agit d'une modification de sûreté (hors modification d'impact purement dosimétrique), seul les trois derniers points sont véritablement portés au titre des bénéfices : les deux premiers points entrent pour leur part dans l'estimation des coûts, en venant en déduction du coût d'implantation de la modification considérée.

Le CSNC note d'ailleurs que l'utilisation simultanée de tous les critères exposés ci-dessus peut rendre difficile l'établissement d'un compromis. Par exemple, une modification peut entraîner une réduction importante de la probabilité d'un accident grave, donc une réduction des pertes économiques éventuelles, ainsi que de la dose au public et des coûts de décontamination, mais peut simultanément accroître la dose portée aux travailleurs chargés de mettre en place la modification.

Sur ce point particulier, la méthode d'Electricité de France semble donc mieux conçue, puisqu'elle intègre ces différents aspects.

Enfin, l'IRSN note que la démarche du COG pose comme « *intangibile* » le fait de devoir considérer toutes les conséquences possibles, y compris celles qu'il n'est pas possible de monétariser directement.

⁵ Disponibles à l'adresse internet suivante <http://canteach.candu.org/catalog.html#COG>.

II.4. COMPARAISON DES DEMARCHES NRC, COG ET EDF

II.4.1. POINTS ESSENTIELS DE LA DEMARCHE NRC

De fait, la démarche de la NRC est la plus ancienne et sert actuellement de référence internationale.

Elle s'adresse au personnel de la NRC pour qu'il établisse des priorités parmi tous les problèmes de sûreté qui sont portés à sa connaissance (il faut noter que les coûts calculés pour chaque problème de sûreté incluent les coûts d'instruction par la NRC).

Un des quatre rangs de priorité (qualitatifs) suivants est attribué à chaque problème de sûreté : HIGH, MEDIUM, LOW et DROP (les problèmes de sûreté classés HIGH sont à traiter le plus rapidement possible, tout comme les modifications correspondantes à réaliser sur les centrales concernées).

Le rang de priorité d'une modification envisagée est déterminé essentiellement par la réduction de risque de fusion du cœur estimée (voire par la dose évitée), et au second ordre seulement en fonction du ratio coût/bénéfice estimé pour la modification (la considération de coûts éventuellement prohibitifs vient toutefois ensuite en phase d'instruction).

Les bénéfices de sûreté ne sont pas monétarisés dans la méthode.

Tous les calculs sont réalisés par la NRC, y compris ceux relatifs à l'estimation des coûts supportés par les exploitants.

II.4.2. POINTS ESSENTIELS DE LA DEMARCHE DU GROUPE COG

La démarche du groupe COG est destinée aux exploitants et a été définie par eux. Sa mise en œuvre découle du fait que le principe de l'analyse coût-bénéfice est inclus dans la réglementation canadienne.

Les documents de référence de la méthode sont exhaustifs : la méthodologie, les termes utilisés et les éléments à prendre en compte sont bien définis. En plus des guides méthodologiques (en références [3_10][3_11][3_13]), un outil de calcul bureautique est mis à disposition du public (feuille de calcul Excel en référence [3_12]).

L'analyse coût-bénéfice ne sert pas à attribuer un rang de priorité aux problèmes de sûreté à traiter ; elle sert à aider un exploitant à déterminer la meilleure solution à un problème de sûreté donné après avoir analysé et évalué monétairement les bénéfices (gains) et les coûts de chaque solution envisagée. Ce point se rapproche de l'aspect choix d'une « stratégie » dans la méthode d'Electricité de France (voir chapitre 4).

Seuls les problèmes de sûreté classés préalablement HIGH (voire MEDIUM) font l'objet d'une analyse coût-bénéfice approfondie. Le rang de priorité (HIGH, MEDIUM ou LOW) d'un problème de sûreté est attribué sur critère déterministe ou probabiliste. Le critère est lié en priorité au niveau de réduction de fusion du cœur estimé (CDF), mais aussi éventuellement au critère spécifique de probabilité conditionnelle d'endommagement de l'enceinte (CPCFB).

II.4.3. POINTS ESSENTIELS DE LA DEMARCHE D'ELECTRICITE DE FRANCE

La méthode coût-bénéfice proposée par Electricité de France est une méthode très quantitative, qui peut permettre en théorie d'analyser l'impact d'une modification matérielle ou organisationnelle sur la sûreté d'une installation.

L'analyse d'une modification particulière est quantifiée par une grandeur numérique, à savoir le rapport (noté IES) correspondant à son bénéfice sûreté, rapporté à son coût d'implantation sur site (celui-ci étant diminué du gain éventuel en maintenance et disponibilité - voir le chapitre 4). En pratique, chaque modification fait l'objet d'une fiche de synthèse dans laquelle sont présentés le bénéfice estimé pour la sûreté et le coût de la modification technique retenue.

Aucun rang de priorité n'est attribué. Le bénéfice pour la sûreté est calculé à partir de différents impacts possibles (fusion du cœur, rejets S1 et S3, doses). Chaque modification envisagée est en général classée dans une seule catégorie d'impact (jugée prépondérante). Des correspondances numériques entre les types d'impact sont établies par Electricité de France, pour pouvoir comparer l'ensemble des modifications entre elles.

II.4.4. COMPARAISON DES METHODES

La méthode d'Electricité de France met principalement en avant *le rapport du bénéfice sûreté au coût* (=IES), alors que les autres méthodes mettent tout d'abord en avant le bénéfice pour la sûreté.

Les méthodes nord-américaines priorisent les actions à mener sur la base de critères de sûreté (essentiellement la réduction de probabilité de fusion du cœur et la réduction des doses), le coût d'une amélioration possible de sûreté étant considéré dans un second temps seulement, pouvant alors présenter un caractère rédhibitoire.

L'IRSN a réalisé un exemple d'application des démarches NRC et canadienne à la modification, du lot VD3 900, de réévaluation sismique du Bugey par la prise en compte d'un spectre de sol de 0,145 g. Cet exemple est détaillé en Annexe 3-1 à ce chapitre ; les conclusions en sont les suivantes :

- par transposition de la méthode NRC, le rang de priorité attribué à cette modification est MEDIUM, ou même plus probablement LOW (lorsque l'on extrapole la probabilité de rejets de type S1 à la fusion du cœur) ;
- dans la démarche du groupe COG, cette modification serait classée de priorité moyenne (rang MEDIUM =« *Likely to require screening BCA* »), puis l'analyse quantitative inciterait à la rejeter (« strongly not indicated ») ;
- dans la démarche d'Electricité de France, cette modification présente un rapport IES (=bénéfice sur coût) de $1,1 \cdot 10^{-2}$, soit juste au niveau du seuil bas de la bande « non décisionnelle » (voir ci-dessous le paragraphe II.5).

Les spécificités de la modification particulière prise en exemple sont multiples. Elle présente le coût le plus important du lot VD3 900, il s'agit d'une modification mono-site, et de type « agressions ».

Les méthodes NRC et canadienne mettent d'abord en évidence le potentiel de réduction du risque avant de mettre en balance le coût important correspondant. La méthode d'Electricité de France met en avant directement le rapport des deux quantités, sans mise en exergue de l'enjeu de sûreté seul.

Dans l'approche NRC, il peut être noté (voir le Tableau 3-4) que, pour obtenir une certaine importance (rang de priorité supérieur ou égal à « LOW »), la réduction de probabilité de fusion du cœur doit au moins être égale à 10^{-7} , voire 10^{-6} (selon la valeur du ratio R), ce qui est une valeur élevée.

L'IRSN a ensuite généralisé l'exercice de comparaison à l'ensemble des 25 modifications du lot VD3 900 pour lesquelles Electricité de France a présenté des évaluations de type coût-bénéfice (ceci est présenté en Annexe 3-2), la comparaison n'étant effectuée qu'avec la méthode de la NRC. Les données utilisées (coûts, bénéfices sûreté) sont celles indiquées par Electricité de France pour chaque modification du lot VD3 900. Aucun exercice inverse (données relatives à une modification instruite par la NRC transposées dans la méthode Electricité de France) n'a pu être effectué, faute de données.

Cet exercice fait apparaître :

- qu'une relation croissante existe bien entre les deux critères (IES croissant pour Electricité de France ; rang de priorité de plus en plus élevé pour la NRC) ;
- que le seuil de 10^{-1} , applicable à la valeur de l'IES et adopté par Electricité de France comme borne haute d'une zone « non-décisionnelle », s'affiche en regard de la transition entre les problèmes de sûreté à rejeter (catégorie « DROP » de la NRC) et les modifications à considérer (catégories « LOW » et au-dessus) dans les rangs de priorité de la NRC ;
- que la modification « remise à niveau sismique de Bugey » se distingue, car elle se positionne au milieu du lot VD3 900 selon le critère d'Electricité de France, mais correspond au rang de priorité NRC le plus élevé estimé par transposition pour ce lot de modifications (« LOW/MEDIUM »).

L'IRSN souligne pour conclure que, dans chaque pays, le jugement porté sur la valeur relative du coût et du bénéfice dépend des pratiques de sûreté en vigueur, et notamment du développement des études probabilistes de sûreté, de leur complétude et des résultats obtenus (comme la prise en compte ou non des agressions externes...).

II.5. EXTENSION DE LA METHODE D'ÉLECTRICITE DE FRANCE A DES « BANDES DECISIONNELLES »

II.5.1.1. Principe

Alors que la méthode coût-bénéfice a été initialement développée pour hiérarchiser relativement les unes aux autres différentes modifications de sûreté au sein d'un même lot, Electricité de France propose également d'utiliser des critères absolus applicables à la valeur du ratio bénéfice sur coût.

En pratique, Electricité de France souhaite ainsi considérer :

- qu'une modification dont l'IES est supérieur à 10^{-1} est bien justifiée ;

- que l'intervalle d'IES [10^{-1} ; 10^{-2}] définit une bande d'indétermination qui requiert de fonder toute décision sur d'autres éléments que le seul calcul du ratio IES ;
- qu'une modification dont l'IES est inférieur (« *significativement inférieur* ») à 10^{-2} n'a pas d'intérêt.

Du point de vue de la sûreté, le troisième point apparaît le plus délicat.

II.5.1.2. État de l'art international

Le principe général d'une analyse coût-efficacité consiste à juger de la valeur d'une stratégie au regard de son ratio B/C (« efficacité » ou bénéfice/coût = IES).

Dans ce type d'analyse, ce ratio est comparé à une valeur seuil exprimée sous la forme 1/K (le ratio B/C est souhaité supérieur à 1/K).

Il est à noter que l'approche coût-efficacité ne conduit pas nécessairement à l'optimum économique. En effet, selon la valeur de K, le critère « $B/C > 1/K$ » peut permettre de sélectionner des actions dont le bénéfice peut être inférieur au coût.

Si $K=1$, le critère défini revient à adopter une approche de type coût-avantage (dans laquelle sont recherchés les bénéfices supérieurs aux coûts : $B > C$).

En fixant le niveau du paramètre K, l'approche coût-efficacité introduit une certaine marge de prudence dans le critère de sélection des solutions. Se pose donc le choix du seuil K.

La démarche proposée par Electricité de France revient à adopter un facteur $K=10$ et à donner une certaine « épaisseur » au critère retenu, en définissant une « zone non décisionnelle » entre $K=10$ et $K=100$.

En comparaison, « pour l'UNESA-CSN en Espagne, le facteur K envisagé est de 0,1 avec une zone « non décisionnelle » de largeur correspondant à l'intervalle [$K=0,1-K=10$] », soit une zone non décisionnelle positionnée exactement au-dessus de celle d'Electricité de France et plus large (deux décades d'épaisseur).

Par ailleurs, selon Electricité de France, « si on prend une valeur de K compatible avec les hypothèses du projet ExternE⁶, le coefficient K serait fixé à 20. »

Il s'avère que le seuil « haut » de la bande non décisionnelle d'Electricité de France (10^{-1} , soit $K=10$) correspond à la valeur que le HSE (Health and Safety Executive) britannique met en avant, en usant toutefois de précautions. « HSE ne précise pas le protocole ou les hypothèses utilisées pour évaluer K. Les seuls éléments fournis précisent que cette valeur dépend entre autres, de l'amplitude des conséquences et de la fréquence d'occurrence de ces conséquences. Ce ratio n'est pas constant et augmente avec le risque. On peut estimer la valeur de K en examinant quel facteur a été utilisé dans

⁶ A propos du projet Extern-E, voir plus loin, le paragraphe CHAPITRE 3 :III.2.3.2.

des circonstances comparables. Pour HSE, la valeur $K=10$ est un majorant du « facteur d'aversion au risque ». »

Selon le HSE, la valeur de 10 est une valeur couramment utilisée pour les risques majeurs, et correspond à des modifications qui, dans le domaine des assurances, pourraient être considérées comme « rentables ». Le facteur d'aversion au risque représente le surcoût relatif que l'on est prêt à payer, par rapport à l'espérance mathématique du coût, pour éviter un risque peu probable mais de conséquences importantes.

Il est à noter qu'HSE utilise simultanément d'autres critères tels que les valeurs limites (BSL) et objectifs (BSO) du principe ALARA.

II.5.1.3. Commentaire de l'IRSN

L'analyse de la méthode coût-bénéfice présentée par Electricité de France figure dans les autres chapitres du rapport.

L'IRSN note néanmoins, d'ores et déjà, que la définition de seuils *absolus* apparaît en soi critiquable, puisque l'objectif premier affiché de la méthode est d'obtenir la hiérarchisation *relative* des différentes modifications d'un lot, lors d'une visite décennale.

L'IRSN souligne que les deux seuils définis n'ont pas le même intérêt du point de vue de la sûreté. En effet, si Electricité de France est d'accord pour réaliser les modifications qui présentent les ratios les plus élevés ($>10^{-1}$), et sous réserve qu'elles présentent un bénéfice sûreté avéré, l'Autorité de Sûreté sera *a priori* également d'accord pour qu'elles soient réalisées.

A contrario, il apparaît gênant, du point de vue de la sûreté et en application du principe de précaution, d'envisager d'éliminer, sur la base d'un critère absolu (ici 10^{-2}), les modifications dont les ratios coût-bénéfice sont les plus faibles, alors que seul le numérateur de ce ratio (i.e. le bénéfice) représente véritablement un critère de sûreté, le coût mis en regard étant à la charge de l'exploitant. Electricité de France prend d'ailleurs toutes les précautions pour ne pas asseoir une décision sur le seul critère à 10^{-2} .

De plus, la note d'état de l'art (en référence [3_1]) n'apporte pas de justification quand à la fixation du seuil bas (10^{-2}), alors qu'Electricité de France semble bien aligner le seuil haut (10^{-1}) sur la pratique du HSE (voir ci-dessus).

Tout au plus peut-on relier la largeur de la bande « non décisionnelle » (soit une décade) à l'amplitude retenue par Electricité de France pour les études de robustesse quant à la hiérarchisation des modifications d'un lot (facteur 10 à la hausse ou à la baisse, pour chaque catégorie d'impact - voir le chapitre 4). Mais ce lien n'est pas explicité dans la documentation fournie par Electricité de France.

III. L'ÉVALUATION MONÉTAIRE DES ACCIDENTS

La hiérarchisation de modifications visant à réduire les probabilités de divers types d'accidents nécessite le calcul du coût global des différents accidents considérés. Dans le cas du nucléaire, ce calcul est complexe et intègre de multiples hypothèses, rendant très incertains les résultats obtenus.

Ce chapitre a pour objectif de présenter différents points de vue à l'international sur le sujet de l'évaluation monétaire des accidents. Le lecteur est invité à se reporter au chapitre 4 pour l'analyse des propositions d'Electricité de France.

Il convient de souligner que, quelle que soit l'approche retenue, une difficulté majeure réside en la quantification, en termes monétaires, des aspects non véritablement économiques, à savoir principalement les aspects psycho-sociologiques et surtout le coût de la dosimétrie.

L'aspect dosimétrique est quant à lui traduit au travers de la valeur monétaire de l'homme.Sievert (ou homme.rem) ⁷, dont l'estimation est variable selon le contexte (public/travailleurs, importance de la dose), et d'un pays à l'autre.

Nota : les citations en italique figurant dans ce chapitre sont extraites de la synthèse réalisée par Electricité de France sur l'état de l'art international, en référence [3_1].

III.1. VALORISATION MONETAIRE DES DOSES

La valorisation monétaire des doses est un point important dans l'estimation du coût d'un accident nucléaire.

Dans la note en référence [3_1], Electricité de France rappelle que, « *en général, on valorise des doses collectives (valeur entre 2000 et 4000 \$ par homme.rem en accident ou en fonctionnement normal)* », même si « *la méthode COG au Canada, le projet (européen) ExternE et le critère ALARA proposé par HSE au Royaume Uni font aussi référence aux doses individuelles.* »

III.1.1. VALEUR MONETAIRE DE L'HOMME.REM PRISE EN COMPTE AUX ÉTATS-UNIS

Jusqu'en 1995, la NRC a utilisé un facteur de conversion de dose de 1000 \$/h.rem pour exprimer, en termes monétaires, le risque pour la santé de l'exposition aux radiations. Ce facteur a été utilisé dès les années 70 pour évaluer les bénéfices obtenus en réduisant les rejets pendant le fonctionnement normal des centrales. Son utilisation a été ensuite élargie à la valorisation économique des rejets accidentels, et aux programmes ALARA pour valoriser les doses occupationnelles. Dans les applications de type coût-bénéfice, ce facteur a été employé pour refléter les dommages sur la santé et les conséquences d'un accident en dehors de la centrale (conséquences hors site).

Cette valeur a été révisée en 1995 (pour prendre en compte les variations de la valeur du dollar et les coefficients de valorisation du risque) et a été portée à **2000 \$/h.rem**. L'estimation de cette valeur fait l'objet du rapport NUREG-1530, en référence [3_16]. Elle est obtenue par le produit de deux grandeurs numériques :

- le nombre de dommages à la santé, exprimé par unité de dose (nombre/rem) ;
- et la valeur monétaire (statistique) de la vie humaine (exprimée en \$/homme).

⁷ On rappelle que 1 Sv équivaut à 100 rem.

III.1.1.1. Dommages à la santé par exposition à la radiation

Selon les données de la CIPR 60 [3_20] (1990) retenues par la NRC, les différentes estimations de la probabilité relative d'apparition d'un cancer mortel pour la population des différents pays varient entre $6.10^{-4}/\text{rem}$ et $13.10^{-4}/\text{rem}$. La valeur recommandée (et retenue par la NRC) est de $7.10^{-4}/\text{rem}$.

III.1.1.2. Valeur de la vie humaine

Il existe deux approches pour estimer la valeur statistique de la vie humaine (en anglais : *Value of Statistical Life*, ou VSL).

1. *Le consentement à payer*, basé sur des situations réelles existant dans le marché. Il s'agit du coût qu'un individu serait prêt à payer pour éviter un risque déterminé ;
2. *Le capital humain* : basé sur la perte de revenu d'un être humain entre 20 et 30 ans, due à la mort ou l'incapacité de l'individu. Il tient aussi compte des cancers latents et de leur traitement. Les calculs sont faits à partir des gains et des revenus de l'individu pendant sa vie, selon la rente *per capita*. Les pertes sociales ne sont toutefois pas valorisées.

La mesure adéquate reflétant le changement de bien-être est, du point de vue de la théorie économique, le consentement à payer. Il s'agit de la valeur monétaire associée à un changement d'exposition au risque. Le consentement à payer est le concept adéquat car il reflète les préférences individuelles, matérialisées par la prise en compte de l'aversion au risque de la personne qui est effectivement exposée.

Il existe deux méthodes principales pour mesurer le consentement à payer : la méthode des préférences révélées (PR) et celle des préférences annoncées (PA). La méthode PR consiste à observer des décisions individuelles sur les marchés à risques. La méthode PA consiste à déduire directement des consentements à payer pour un supplément de sécurité à partir de réponses à des questions lors d'enquêtes.

La VSL se mesure par le consentement à payer divisé par le changement de probabilité du risque.

La VSL croît avec la probabilité initiale d'exposition au risque, avec la richesse et avec l'aversion au risque.

Exemple illustratif : Imaginons que vous soyez obligés de faire un voyage dans un pays étranger. Les chances de mourir lors de ce voyage sont estimées à 5 sur 1 million. Combien êtes vous prêt à payer pour réduire ce risque à 1 sur 1 million ? Imaginons que le participant réponde 20 euros. La VSL serait alors égale à 5 millions d'euros (= $20 / [4/1000000]$). Autrement dit, une collectivité composée de 1 millions d'individus identiques serait prête à payer 20 millions d'euros au total pour sauver 4 vies anonymes dans cette collectivité.

Les études bibliographiques sur l'estimation de la VSL à partir de données issues de différents domaines sont très nombreuses et montrent des variations importantes, dues en partie au revenu ou au niveau de vie, à l'âge des individus concernés, ainsi qu'au type de risque considéré et au degré de latence de ce risque. Néanmoins, les valeurs s'établissent le plus souvent entre 1 et 10 millions de dollars, quelle que soit l'étude. Une synthèse européenne (68 cas - en référence [3_24]) a conduit pour la VSL européenne, en valeur de 1995, à une fourchette de valeurs de 1,9 à 2,7 millions d'euros. Les valeurs obtenues se situent ainsi autour de 120 fois le PIB par tête.

Dans sa synthèse sur l'état de l'art, Electricité de France mentionne : « *D'après les études (citées en références [3_17][3_18][3_22]), la valeur statistique de la vie humaine est d'environ 3.10^6 \$/h.* ». C'est la valeur de la vie humaine que retient la NRC.

A partir de cette valeur statistique de la vie humaine et le coefficient de risque recommandé plus haut, la valeur approximative du facteur de conversion de l'homme.rem en dollars est arrondie à 2000 \$/H.rem (soit $\sim 7.10^{-4}$ /rem multiplié par 3.10^6 \$/H).

L'IRSN remarque que cette valeur monétaire de la dose (2000 \$/homme.rem) est désormais utilisée par Electricité de France pour la quantification des bénéfices dosimétriques (voir le chapitre 4), et qu'elle découle de l'utilisation de la valeur de 3 M€ pour la vie humaine. Or, pour l'estimation directe du coût sanitaire des décès en cas d'accident grave (voir le chapitre 4), Electricité de France a retenu à l'issue de l'instruction, une valeur de la vie humaine de 1,8 M€⁸ (soit 40% de moins que la valeur citée ci-dessus) qui correspond plutôt à la limite basse des valeurs internationales (Electricité de France transpose directement le nombre de décès à partir du retour d'expérience de Tchernobyl, sans recours à une estimation de dose). L'IRSN souligne que, bien que l'utilisation de ces deux grandeurs (2000 \$/h.rem et 1,8 M€) puisse ainsi paraître contradictoire, l'effet reste limité sur les résultats, du fait d'un usage découplé de ces deux grandeurs dans la modélisation adoptée par Electricité de France.

III.1.2. PRATIQUE DU NRPB (UK)

Pour sa part, « *le National Radiological Protection Board (NRPB) utilise la valeur 15000 \$/h.Sv (*), basée sur des estimations de consentement à payer (voir le paragraphe précédent), et il applique un facteur multiplicatif pour tenir compte de l'aversion aux valeurs de doses individuelles élevées* » :

Facteur d'aversion aux valeurs de doses individuelles élevées du NRPB	Dose (mSv/an)
1	< 1 mSv/an
13 (*)	< 100 mSv/an

Dans une telle approche, le facteur de valorisation monétaire augmente donc avec le niveau de dose.

III.1.3. SYNTHÈSE DES VALORISATIONS CONSIDÉRÉES À L'INTERNATIONAL

Le tableau suivant est extrait de la synthèse rédigée par Electricité de France [3_1]. Il présente quelques exemples de valorisation de la dose individuelle et collective, en situation accidentelle et normale, pour le public et les travailleurs :

⁸ Valeur actualisée de celle retenue par le commissariat au plan en 2000 (rapport de M. Boiteux). EDF avait proposé initialement la valeur de 1 M€ seulement.

Situation accidentelle et situation normale		NRC (et UNESA-CSN)	HSE (UK)	COG	ExternE
Dose reçue par le public	individuelle		Décès : 2 M\$ Maladie/Blessure : selon la gravité, jusqu'à 0,3 M\$	Décès : 5 M\$ Blessure: 0,1 M\$	Décès : 2,6 M€ Maladie/Blessure : 0.25 M€
	collective	2000 \$/h.rem	2205 \$/h.rem ⁹	4000 \$/h.rem	
Dose reçue par les opérateurs	individuelle	Idem dose public	Idem dose public »	Idem dose public	

Dans la valorisation de la dose collective, il y a prise en compte d'un facteur d'aversion au risque qui varie en fonction de la dose. Mais la valorisation de l'homme.rem intègre déjà dans une certaine mesure la perception du public et de l'industriel, car elle est fondée sur le calcul de la valeur statistique de la vie humaine qui s'appuie sur les notions de consentement à payer et de capital humain (Cf. III.1.1.2 plus haut).

III.2. COUT DES ACCIDENTS GRAVES

Dans sa note sur l'état de l'art international [3_1], Electricité de France fournit des indications pour le choix des paramètres de valorisation monétaire de l'impact d'un accident nucléaire, et compare sa propre estimation du coût global d'un accident à des estimations étrangères, existantes ou extrapolées.

III.2.1. POSTES DE COUT D'UN ACCIDENT

Pour l'estimation de l'impact d'un accident grave, le découpage suivant est généralement retenu :

1. l'impact sanitaire sur le public et sur le personnel (dans le cadre du démantèlement et de la décontamination) ; l'impact sur site et hors site est, dans ce cas, de nature dosimétrique. Il s'agit en particulier d'évaluer l'apparition de cancers mortels, de maladies (maladie du poumon, cancer non fatal) et d'effets héréditaires. Pour valoriser financièrement cet impact, les codes de dispersion tels que COSYMA et RODOS sont utilisés. Ils se basent sur les coûts directs des soins médicaux et sur la perte des revenus pendant le traitement ou la perte de revenus totale en cas de décès. Le cas le plus habituel est de calculer des doses et d'en effectuer la monétarisation à part (comme dans le code MACCS). Si le risque considéré dans toutes les méthodes est celui associé à la dose collective, « *le risque individuel est pris en compte dans quelques approches : COG (Canada), HSE (RU), MIT, EPRI (USA).* » ;
2. les conséquences économiques de l'accident sur site (dommages sur l'installation, perte de production) ;
3. les conséquences économiques de l'accident hors site. Il s'agit de l'impact sur l'activité économique globale du territoire touché, et du coût des contre-mesures :

⁹ (*) 15000 \$/h.Sv x 13 ~ 2000 \$/h.rem proche de la valeur 2205 \$/h.rem, reprise du document.

- a. coût de relogement et déplacement de la population (incluant logement, nourriture, transport et pertes de revenu) ;
 - b. coût de décontamination des terres et des biens, et coûts liés aux zones interdites agricoles, urbaines ou autres. L'interdiction peut-être permanente (zones condamnées) ou temporaire (dans le code MACCS, il est considéré une période maximale de 30 ans) ;
 - c. perte des stocks existants (grain et lait) et restriction ou interdiction de la production.
4. d'autres effets, tels que l'impact sur la valeur de l'action de l'entreprise (PAKS en Hongrie), la législation (par le respect imposé des lois antitrust pour la NRC), etc. Electricité de France envisage par exemple un impact « médiatique », mais limité au remplacement anticipé du parc électronucléaire (donc un coût lié à un déficit d'amortissement des réacteurs existants) ; Electricité de France ne considère notamment aucun impact sur le commerce extérieur de la France.

L'aspect sanitaire (direct et indirect) semble prépondérant. Electricité de France note d'ailleurs qu'« *aux États-Unis, il existe des méthodes coût efficacité simplifiées qui utilisent un seul critère, la dose évitée [...].* »

En effet, si les impacts sanitaires sont évidemment la conséquence directe des doses dispersées, les doses sont également la cause indirecte d'impacts forts sur l'économie (embargo sur les matières agricoles contaminées, diminution de l'activité économique en zone contaminée, affaiblissement du moral des habitants...), même si plus difficilement quantifiables.

La dose totale dispersée peut donc apparaître comme un bon indicateur de l'impact global de l'accident.

Habituellement, pour les accidents les plus graves, « *la quantification des conséquences se fait soit à partir d'un code de calcul spécifique (MACCS, COSYMA, RODOS), soit à l'aide de résultats d'études antérieures (souvent d'origine nord américaine et avec le code MACCS). Les conséquences liées aux critères déterministes (par exemple, l'impact sur la santé des travailleurs et du public en fonctionnement normal) ou les critères dont la quantification ne permet pas l'utilisation des codes (comme la santé du personnel en cas d'accident) sont valorisés à partir de l'utilisation du REX (principalement Tchernobyl).* »

Pour calculer les conséquences d'un accident, les méthodes proposent différents scénarios de calcul, assez variables. En voici les lignes principales :

- « *les termes sources sont classés en catégories qui changent selon les pays et présentent une difficulté d'adaptation importante aux autres méthodes [...]* ;
- *la zone géographique (de comptabilisation des doses autour du réacteur accidenté) varie de 80 km de rayon (USA, Espagne) à 200 km (Canada), 3000 km pour ExternE et 150 km pour Electricité de France ;*

- *des spécificités de site et de démographie peuvent être prises en compte : certaines méthodes proposent la possibilité de réaliser des études spécifiques de site avec un code ou des études génériques pour tous les sites, mais dans ce cas il faut tenir compte de la spécificité de site dans l'analyse d'incertitude. »*

Electricité de France rappelle que dans les différentes approches, « *les valorisations sont souvent fondées sur les recommandations de la NRC, notamment aux USA et en Espagne (guide UNESA).* »

Selon Electricité de France, et c'est également l'avis de l'IRSN, « *la quantification des conséquences d'un accident la plus complète est celle proposée dans le projet ExternE [...] ¹⁰ (voir la référence [3_24]). En plus des aspects ci-dessus [précédemment cités], ExternE considère dans l'évaluation des accidents nucléaires :*

- *la valorisation d'effets indirects non monétaires tels que la douleur, le chagrin, la souffrance du public (=accroissement psychologique du coût, ressenti) ;*
- *la valorisation des effets monétaires indirects : impact au niveau macro-économique (emploi, valeur ajoutée, dépenses et recettes de l'état, industries touristiques, etc.). L'évaluation de ces coûts est effectuée à partir des tableaux d'entrées-sorties de la comptabilité nationale pour estimer l'impact de la variation d'un secteur de l'économie sur les éléments précédents ;*
- *une limite temporelle d'étude égale à la durée de vie des éléments radioactifs (limitée à 10⁵ ans) en distinguant néanmoins 3 échelles : le court terme (1 an), le moyen terme (de 1 à 100 ans), et le long terme (de 100 à 100 000 ans) ;*
- *l'aversion au risque. »*

Seul ce dernier point est pris en compte explicitement dans l'approche d'Electricité de France, dans l'estimation des doses en fonctionnement normal et dans la transposition du niveau de vie de la population autour de Tchernobyl à une population ouest-européenne.

III.2.2. TAUX ET DUREE D'ACTUALISATION

L'estimation du coût d'un accident nucléaire s'étalant sur plusieurs dizaines d'années, les montants financiers estimés pour chaque année doivent être actualisés.

Concernant la pratique générale d'actualisation des coûts, ainsi que des bénéfices, Electricité de France relève qu'elle « *est mise en œuvre par tous les utilisateurs de ce type d'approche, mais les valeurs des coefficients d'actualisation sont variables. Le choix des coefficients utilisés par Electricité de France correspond à la pratique en cours dans l'Entreprise.* »

¹⁰ La méthodologie ExternE est développée depuis le milieu des années 1990, par la commission Européenne, afin de proposer une évaluation homogène des coûts externes sanitaires et environnementaux des différentes filières énergétiques en Europe.

III.2.2.1. Rappels sur la notion d'actualisation

La notion d'actualisation s'appuie sur l'idée que la valeur d'un euro aujourd'hui n'est pas la même que celle d'un euro dans trois ans. En toute généralité, trois facteurs influent sur la "valeur" de l'argent et expliquent cet écart :

- l'érosion du pouvoir d'achat engendrée par l'inflation (un euro dans trois ans permettra d'acheter un nombre inférieur de biens et, par conséquent, aura une valeur inférieure à un euro d'aujourd'hui) ;
- le coût du temps en lui-même (coût qui matérialise le fait que la majorité d'entre nous est, a priori, prêt à renoncer à une dépense immédiate de un euro contre la possibilité de dépenser un peu plus que un euro dans trois ans) ; ce coût du temps est matérialisé en finance par le taux d'intérêt ;
- et, dans un certain nombre de cas, le coût du risque (coût qui matérialise le fait que la majorité d'entre nous est, a priori, prête à renoncer à une dépense immédiate et certaine de un euro contre la possibilité incertaine de dépenser plus qu'un euro dans trois ans).

En pratique, deux notions sont utilisées :

- la notion de taux sans risque qui couvre le taux d'inflation et le coût du temps (en général, on prend comme référence les taux de marché des emprunts d'un état solvable) ;
- et la notion de prime de risque qui couvre les incertitudes liées aux anticipations de revenus futurs, ou plus précisément le prix de l'aversion à ces incertitudes (aversion au risque).

Actualiser la valeur de flux ou de revenus se produisant à des dates différentes dans le temps consiste à calculer leur valeur à une date donnée à l'aide d'un taux d'actualisation. Les valeurs obtenues sont appelées valeurs présentes ou valeurs actualisées.

$$VA(F) = F \cdot (1+a)^{-n}$$

Où

- o $VA(F)$ représente la valeur actualisée du flux
- o F est le montant du flux financier (annuel) à l'époque où il sera disponible
- o a est le taux d'actualisation
- o n est le temps, exprimé en nombre d'années, de la date d'actualisation (le plus souvent : la date d'aujourd'hui) à la date du flux.

III.2.2.2. Taux d'actualisation

Electricité de France souligne que « les taux d'actualisation pratiqués internationalement se situent normalement entre 7% et 10%.

[...] HSE propose des taux d'actualisation de 1,5% maximum pour les bénéfices de sûreté et de 3,5% minimum pour les coûts.

[...] Aux USA et en Espagne, pour certains critères, les taux d'actualisation ne sont pas considérés comme constants sur la période de calcul considérée. Ils sont modélisés par une loi exponentielle.

Dans le projet ExternE, pour la valorisation en cas de fonctionnement normal, trois taux d'actualisation ont été appliqués : zéro (calcul d'impact des isotopes à vie longue - 100 000 ans), 3 et 10%. Pour un taux de 3% et 10%, le calcul est fait sur 300 ans car, après, la valeur monétaire est négligeable. Au final :

- *sans taux d'actualisation : les dommages sanitaires à long terme et à l'échelle mondiale (dus aux rejets en fonctionnement normal) sont prépondérants ;*
- *avec un taux à 3%, le coût des effets à long terme disparaît. Le coût des accidents du travail et celui des effets radiologiques à moyen terme deviennent les principales composantes du coût total ;*
- *avec un taux d'actualisation de 10%, seul subsiste le coût des accidents et maladies du travail. »*

III.2.2.3. Durée d'actualisation

Pour ses calculs, Electricité de France a souhaité [3_3] retenir une durée d'actualisation de 10 ans, correspondant à l'intervalle entre deux visites décennales (VD) successives. L'interprétation sous-jacente d'Electricité de France est qu'une modification non acceptée lors d'une VD fait de nouveau l'objet d'une instruction à la suivante.

Electricité de France relève pourtant, à l'international, que « *d'une façon générale, les coûts sont actualisés sur la durée de vie de l'installation [...], »* et « *pour la période de calcul de la VAN (Valeur Ajoutée Nette ou coût de possession - voir le chapitre 4) ou du bénéfice d'une amélioration de sûreté, en général, on considère la durée de vie résiduelle de la centrale et on tient compte aussi de la prolongation de durée de vie. »* Ainsi, le « *HSE fixe 50 ans comme limite de calcul, au delà de laquelle le résultat doit être interprété avec précaution. »*

III.2.3. VALORISATIONS DES ACCIDENTS GRAVES DE TYPES S1 ET S3

Le détail de l'estimation initiale par Electricité de France du coût des accidents de type S1 et S3 est rappelé au chapitre 4 :

- Electricité de France estime le coût d'un accident de type S1 (rejets hors fusion) à environ 125.10^9 € (soit 9.10^{11} € actualisé sur 10 ans à 8%) ;
- Electricité de France estime le coût d'un accident de type S3 (rejets hors fusion) à 6.10^9 € (soit $4,5.10^{10}$ € actualisé sur 10 ans à 8%).

III.2.3.1. Coût d'un accident de type S1 dans la bibliographie

Pour justifier a posteriori sa propre estimation du coût d'un accident de type S1 (en référence [3_3]), Electricité de France cite, pour comparaison, les références bibliographiques du rapport de synthèse de l'OCDE (en référence [3_14], Annexe 1). Ce dernier document fait la synthèse d'estimations d'origine diverse du coût d'un accident majeur (notamment l'accident de Tchernobyl). Les différentes valeurs mentionnées sont les suivantes :

- Komanoff Energy Associates évalue le coût total de TMI à 130.10^9 Euros ;
- Nucleonics Weeks évalue le coût total de Tchernobyl entre 20 et 320.10^9 Euros, pour un coût moyen retenu par Electricité de France de 80 Md€ (= moyenne géométrique des bornes = $\sqrt{(20 \times 320)}$) ;

- Ewers et Rennings évaluent le coût total d'un accident majeur à 200.10^9 Euros ;
- le CEPN évalue le coût total d'un accident majeur entre 20 et 100.10^9 Euros (coût déduit du coût externe de l'accident grave dans le prix du kW/h en supposant la probabilité d'accident de l'ordre de 10^{-5} par an), et un coût moyen retenu par Electricité de France de 44,7 Md€ (= moyenne géométrique des bornes) ;
- Sørensen évalue le coût total de Tchernobyl à 600.10^9 Euros (et celui de TMI à 40.10^9 Euros) ;
- Enfin, Hohmeyer évalue le coût total de Tchernobyl à 900.10^9 Euros.

La conclusion d'Electricité de France est que « *ces estimations correspondent à un coût moyen d'un accident majeur égal à 150 milliards d'euros.* » Cette conclusion conforte Electricité de France dans sa propre estimation du coût d'un accident S1 sur son parc (126 Md€).

L'IRSN note toutefois qu'Electricité de France obtient plus exactement une valeur moyenne de comparaison légèrement supérieure, égale à 163 Md€. Qui plus est, cette valeur est obtenue en retenant la moyenne géométrique, et non arithmétique, des différentes évaluations présentées. La moyenne géométrique est justifiée selon Electricité de France par « *les écarts dans les valorisations* », et la valorisation moyenne ainsi obtenue reste, selon Electricité de France, « *un peu surestimée du fait des évaluations très conservatives de Sørensen et d'Hohmeyer (l'estimation des doses faite par ce dernier, notamment, est peu crédible)* ».

Concrètement, Hohmeyer a considéré une dose collective mondiale issue de Tchernobyl égale à $2,4.10^6$ h.Sv, appliquée autour d'un réacteur allemand (Biblis), avec notamment les paramètres suivants :

- une densité de population autour du site 10 fois supérieure à celle de Tchernobyl ;
- un facteur de réponse de 10^{-3} cancer / h.rem (la CIPR 60 recommande 7.10^{-4} pour tous les impacts sanitaires : décès, cancers, effets héréditaires - voir plus haut, le paragraphe III.1) ;
- une valorisation monétaire égale à 380 k€ (valeur de 1988) par cancer (cette valeur semble plutôt faible par rapport aux pratiques internationales) ;
- une fréquence d'accident de 5.10^{-4} / année-réacteur.

Dans son rapport [3_14], l'OCDE juge que « *si l'on utilise la meilleure estimation actuelle de la dose collective reçue par la population lors de l'accident de Tchernobyl, la différence réelle de densité de population et la gamme de fréquence applicable aux accidents dans une centrale ayant un bon niveau de sûreté et à un accident du type de Tchernobyl (vis-à-vis du terme source), l'estimation des coûts externes (d'Hohmeyer) diminue de 3 ordres de grandeurs.* »

Electricité de France juge excessive (voire aberrante) la valeur la plus haute (900 Md€, indiquée par Hohmeyer), en comparaison notamment avec l'estimation faite par la NRC (~47 Md€, valeur citée également dans la synthèse de l'OCDE). La valeur de 900 Md€ est considérée par Hohmeyer lui-même comme une borne haute.

Il est toutefois à noter que d'autres études mentionnées dans le rapport OCDE, également utilisées par Electricité de France pour faire sa moyenne, utilisent les mêmes schémas de calcul que l'étude d'Hohmeyer.

Dans le calcul d'Electricité de France, l'utilisation de la moyenne arithmétique en lieu et place de la moyenne géométrique donnerait un chiffre de comparaison deux fois supérieur (~300 Md€).

Plus généralement, l'IRSN considère qu'il ne faut pas occulter les estimations, argumentées, les plus pessimistes. Le bénéfice n'est pas, au sens strict, le produit du coût moyen par la réduction de probabilité (également moyenne le plus souvent), même si c'est là la méthode retenue par Electricité de France (comme par d'autres). Le bénéfice théorique est plus exactement le résultat de la modification de la répartition de probabilité du coût de l'accident (entre les différents scénarios impactant possibles).

De façon très simplifiée, la modification de la courbe de répartition des conséquences de l'accident peut en effet être repérée par un seul nombre : la moyenne (arithmétique ou géométrique), comme procèdent Electricité de France et la majorité des experts. Mais en toute généralité, cherche-t-on à se protéger contre la moyenne ? Ne voudrait-on pas plutôt se protéger contre, par exemple, 95% des accidents les plus graves. Auquel cas, il faudrait sans doute mieux retenir le centile 95%, voire le centile 99%.

L'estimation du coût évité (=bénéfice sûreté) d'un accident est nécessairement entachée de grandes incertitudes, qui peuvent être très importantes. Par exemple, ce coût présente naturellement une grande variabilité, en fonction de la saison où il se produirait, des conditions climatiques et des contre-mesures, de l'environnement du site de l'accident, etc., toutes sources d'incertitude mal traduites par des raisonnements moyens.

III.2.3.2. Valeurs de coût extrapolées à partir des pratiques étrangères

L'IRSN mentionne tout d'abord qu'Electricité de France juge le positionnement de ses propres évaluations de coûts moyens d'accident comme suit :

« La valorisation obtenue par Electricité de France pour les différentes conséquences d'accidents envisagées est cohérente, mais paraît plutôt conservative par rapport à la valorisation qu'on obtiendrait par application des guides méthodologiques étrangers. Cela a pour conséquence d'augmenter le bénéfice sûreté et donc une tendance à obtenir des ratios (Bénéfice/Coût) plus élevés. »

Cette conclusion s'appuie, dans la note d'état de l'art [3_1], sur le résultat d'un exercice réalisé par Electricité de France, de comparaison avec les guides méthodologiques étrangers (NRC, Canada), ainsi qu'avec les résultats de l'étude européenne ExternE. Les calculs de comparaison ont été effectués, par Electricité de France, y compris la sélection des termes sources, du site avec ses spécificités et de la zone géographique impactée.

Electricité de France compare ainsi ses propres valeurs monétaires d'un accident de type S1 ou S3 à celles qui auraient été obtenues (selon Electricité de France) aux États-unis et au Canada, par une application des guides méthodologiques ([COG] au Canada et [NUREG-0184] aux États-unis). Electricité de France ajoute que « les résultats obtenus si on avait effectué un calcul similaire avec la méthode

espagnole seraient du même ordre de grandeur que ceux obtenus pour les USA, car les méthodes sont similaires (excepté pour le choix des termes sources). »

Les résultats d'ensemble obtenus par Electricité de France pour les scénarios de type S1, S3 et de fusion du coeur, tous calculés sur une période de 10 ans après l'accident (mais avec des distances au site différentes pour la prise en compte des doses), sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

	USA (\$)	CANADA (\$)	EDF (€)	Calcul à partir du coût d'un accident ExternE (€)	
	80 km	200 km	150 km	100 km	3000 km
S1	4,4 E+11	1,2 E+11	9,1 E+11	1,0 E+11	7,0 E+11
S3	2,2 E+10	1,7 E+10	4,6 E+10	1,6 E+10	13,9 E+10
Fusion	1,8 E+10	9,7 E+09	4,6 E+10	-	-
Dose (1 Sv)	2,0 E+06	4,0 E+06	1,5 E+07	-	-

Concernant les deux dernières colonnes du tableau ci-dessus, l'exercice est fait à partir de la valorisation d'un accident proposée dans le projet ExternE, mais en considérant un taux d'actualisation de 8% (comme pour les trois autres estimations). Le but est de montrer quel serait le calage des échelles de la méthode d'électricité de France si le calcul était fait à partir de ces valeurs pour les scénarios S1 et S3. Ce contexte sort du domaine des objectifs d'ExternE (préconisation d'un taux d'actualisation zéro qui n'a pas de sens pour ces calculs).

La différence entre les coûts estimés par électricité de France et ceux estimés par ExternE est induite par la différence de rayon de calcul. électricité de France remarque que ses propres résultats sont plus conservatifs que ceux trouvés dans l'étude ExternE à l'intérieur d'un rayon de 100 km. Il convient de souligner que « d'après le professeur Tubiana (cité par électricité de France), *au-delà des distances de 200 km les doses sont faibles, inférieures à 10mSv et correspondent à des valeurs pour lesquelles les effets sont insignifiants. Cependant dans les résultats des calculs actuels (à partir des codes), les effets à la santé produits par des faibles doses sont beaucoup plus grands qu'en réalité car leur estimation est aujourd'hui basée sur le principe de proportionnalité et d'absence de seuil.* »

Hors cas de l'étude ExternE, le choix fondamental qui a été fait pour cet exercice est bien le choix des correspondances entre les rejets S1 et S3 (au sens d'Electricité de France) et les catégories de rejets utilisables dans les analyses aux USA, au Canada. L'application des guides étrangers a conduit Electricité de France à faire des choix dans des listes de valeurs. « *Les choix ont été faits de façon à avoir une évaluation conservative* ».

Pour le projet ExternE, les résultats finaux existant en termes de coûts ont été repris, sans redéfinition des termes sources.

Pour ce faire, Electricité de France a considéré que son terme source S3 est associé à une ouverture du dispositif U5 (correspondant à une perte de confinement) qui n'existe pas sur les tranches américaines

ou canadiennes. Parmi les termes sources considérés dans le [NUREG/BR-0184] et dans [COG], il n'y a donc pas de termes sources correspondant exactement à ces caractéristiques. Cela conduit donc à choisir volontairement les termes sources les plus proches, associés à des doses plus importantes.

S3 est ainsi comparé à des scénarios de perte tardive du confinement et non pas à des scénarios avec maintien de l'intégrité du confinement.

Electricité de France souhaite par ailleurs imposer que le rapport entre S1 et S3 soit inférieur d'un facteur 1000 à 2000 par rapport à S1. Dans les faits, « le rapport trouvé entre les termes source choisis est très inférieur au facteur 1000 ».

Les termes sources retenus, exprimés en h.rem, sont plus exactement les suivants :

Homme.rem	ExternE (100 km)	USA (80 km)	Canada (200 km)
Scénario enveloppe S1	5 920 000	13 100 000	3 540 000
Scénario enveloppe S3	820 000	131 000	280 000
S1/S3	7	100	13

Afin de compléter cette étude, Electricité de France a de plus tenté de transposer l'approche préconisée par le HSE britannique. Un calcul très simplifié du coût monétaire des effets pour la santé peut ainsi être fait pour un impact de type S1 :

- l'ordre de grandeur de la dose suite à un accident S1 varie entre 10^6 et 10^7 h.rem, dont le coût peut être estimé entre 2.10^9 \$ et 2.10^{10} \$ (facteur de conversion monétaire de 2000 \$/h.rem) ;
- pour les doses individuelles, le nombre de morts et de malades dans une région de 100 km suite à un accident de ce type, évalué sur la base des hypothèses du projet ExternE, est de :

	Cancers mortels	Cancers non mortels	Maladies précoces	Morts précoces	
Nombre de personnes affectées	2962	7108	138	9	Total
Coûts calculés à partir des valorisations préconisées par HSE (en \$)	$5,7.10^9$	2.10^9	$1,7.10^7$	4.10^7	8.10^9

Si l'on considère une période de 10 ans avec un taux d'actualisation de 1,5% (qui est la pratique du HSE), le coût total relatif aux dommages à la santé pour un accident hypothétique de type S1, varie entre 8.10^{10} \$ et 3.10^{11} \$. Ce coût (purement sanitaire) est plus faible que le coût global S1 pris en compte par la méthode d'Electricité de France ($9,1.10^{11}$ €).

Une comparaison des coûts par postes est par ailleurs détaillée pour les modélisations extrapolées à partir des guides méthodologiques NRC et canadiens. La nature des coûts effectivement considérés par Electricité de France dans chaque poste est ainsi indiquée dans le Tableau 3-13. Les hypothèses qui sous-tendent les évaluations monétaires correspondantes sont, pour leur part, résumées dans le Tableau 3-14.

Il faut noter que, pour la quantification de S3 avec sa propre méthode, Electricité de France a considéré que le coût dit des « autres impacts », indiqué dans sa note en référence [3_3], était égal à la somme des impacts sanitaires (jugés faibles) et du coût de décontamination du site.

En outre, les dommages sur site considérés par Electricité de France font référence à l'effet de la crise médiatique qui est susceptible, pour Electricité de France, d'entraîner les mêmes conséquences qu'un endommagement de la tranche suite à la fusion. Electricité de France a donc assimilé ces grandeurs.

	Santé du public (\$)	Santé des Travailleurs (\$)	Conséquences hors du site (\$)	Conséquences sur site (\$)	Total (\$)
S3 USA	2,1 E+09	3,7 E+08	1,1 E+09	1,8 E+10	2,2 E+10
S3 Can	7,0 E+9	0	1,7 E+8	9,7 E+9	1,7 E+10
S3 EDF	1,6 E+10 (autres impacts)		1,3 E+10	2,0 E+10	4,9 E+10
S1 USA	2,1 E+11	7,1 E+08	2,1 E+11	1,8 E+10	4,4 E+11
S1 Can	9,1 E+10	0	1,4 E+10	9,7 E+9	1,2 E+11
S1 EDF	3,6 E+11	-	2,0 E+11	3,5 E+11	9,1 E+11

Le tableau suivant présente les mêmes chiffres, mais exprimés en % du coût global.

	Santé du public (%)	Santé des travailleurs (%)	Conséquences hors du site (%)	Conséquences sur site (%)
S3 USA	10 %	2 %	5 %	82 %
S3 Can	41 %	0	1 %	57 %
S3 EDF	31 %		27 %	42 %
S1 USA	48 %	0,2%	48 %	4 %
S1 Can	79 %	0-	12 %	9 %
S1 EDF	40 %	-	22 %	38 %

Ce second tableau permet de constater que les contributions Electricité de France se situent entre les valeurs canadienne et NUREG dans tous les cas, sauf pour deux postes : les conséquences sur site en cas de rejets de type S1 et les conséquences hors du site en cas de rejets de type S3. Ces deux postes sont plus importants, en proportion, chez Electricité de France que dans l'application des démarches américaines et canadiennes.

Conséquences hors de site S3 : Sur ce poste, Electricité de France tient compte d'une façon assez majorante de la diminution du PIB, par rapport aux autres méthodes, dans lesquelles il est seulement tenu compte du coût des contre-mesures de protection.

Conséquences sur site en cas de S1 : L'écart est principalement dû au fait qu'Electricité de France considère la fermeture des 4 tranches du site accidenté et le remplacement de la puissance retirée,

tandis que les méthodes NRC et COG ne considèrent que le coût matériel et le remplacement d'une seule tranche.

Autres remarques : Par ailleurs, Electricité de France elle-même juge surestimée l'évaluation du coût sur site qu'elle a obtenue pour le terme S3 USA (ce qui explique, par ricochet, la faible contribution des effets sanitaires au coût S3 USA). Electricité de France a donc là aussi refait les calculs pour une valeur du coût sur site S3 USA (NRC) limitée, et égale au coût de l'accident de TMI. Les nouveaux résultats donnent la répartition suivante :

	Santé du public (\$)	Santé des travailleurs (\$)	Conséquences hors du site (\$)	Conséquences sur site (\$)
S3 USA	22%	4%	11%	63%

Ces valeurs se rapprochent alors effectivement davantage des valeurs canadiennes et d'Electricité de France.

De même, la méthode canadienne propose une quantification des dommages hors site plus faible que dans les autres démarches. Electricité de France juge que ceci est dû aux valeurs de quantification des contre-mesures de protection (dont le modèle économique est différent).

En conclusion, Electricité de France tire plusieurs enseignements de ces différentes comparaisons :

- sa méthode est « toujours plus conservatrice que les méthodes NUREG et COG ;
- le rapport entre S1/S3 est du même ordre de grandeur dans les méthodes d'Electricité de France et NUREG, et deux fois inférieur dans la méthode COG (à cause des hypothèses considérées dans les calculs de la dose, comme par exemple la densité de population) ;
- les résultats obtenus pour le cas du Canada et des USA soulignent l'existence de critères négligeables devant d'autres selon le scénario. L'ordre de grandeur du coût d'un accident (méthodes NUREG et COG) apparaît ainsi déterminé par :
 - la santé du public et les conséquences hors du site, si le terme source est équivalent à S1 (pour Electricité de France, ce coût comporte également les dommages sur site) ;
 - les conséquences sur site, si le terme source est équivalent à S3 ;
- la valeur obtenue pour S1 à partir des quantifications de l'étude ExternE est inférieure à la valeur EDF, tandis que la valeur ExternE obtenue pour S3 est supérieure à la valeur d'Electricité de France. Le rapport S1/S3 n'est pas le même. Electricité de France explique cet écart par les hypothèses prises en compte :
 - rayon de 3000 km et au centre de l'Allemagne (zone à forte densité de population) dans l'étude ExternE, qui justifie l'écart avec Electricité de France pour S3 ;
 - le terme source S1 utilisé dans l'exercice ExternE (équivalent à un S2) est inférieur au terme source S1 d'Electricité de France, du Canada et des USA. »

III.2.3.3. Commentaires de l'IRSN

Les valeurs de coût global d'un accident ne sont pas directement disponibles dans la littérature relative aux méthodes étrangères. Electricité de France a essayé de les estimer à partir des guides méthodologiques.

L'IRSN souligne que la comparaison réalisée par Electricité de France a été réalisée au début de l'instruction, donc avec les premières valeurs de coûts d'accident évaluées par Electricité de France.

L'IRSN considère en outre que les valeurs (notamment NRC et COG) présentées pour comparaison sont quelque peu discutables, car les termes sources sous-jacents résultent d'une transposition approximative des termes sources de référence utilisés en France, et le découpage des postes de coût n'est pas non plus le même.

L'IRSN souligne enfin que dans les éléments présentés par Electricité de France, un certain nombre de postes de coûts n'ont pas été pris en compte par Electricité de France. L'IRSN considère en particulier que les répercussions économiques de l'accident sont très sous-estimées (voir le chapitre 4).

IV. CONCLUSION DE L'EXAMEN DE L'ETAT DE L'ART INTERNATIONAL

En vue de situer la méthode proposée par Électricité de France par rapport aux méthodes de ce type développées à l'étranger, l'IRSN a présenté un état de l'art international relatif à l'utilisation de méthodes de type « coût-bénéfice sûreté » dans le domaine du nucléaire.

Le positionnement de la démarche proposée par Électricité de France est ainsi examiné par rapport à d'autres méthodes déjà mises en œuvre et pleinement formalisées, notamment en Amérique du Nord (États-Unis et Canada). La comparaison porte d'une part sur les principes d'analyse, d'autre part sur la valeur des paramètres quantitatifs nécessaires à la valorisation en termes monétaires des impacts envisageables (accidents graves et, plus généralement, doses).

Il ressort de cet examen que l'utilisation formalisée de démarches de type coût-bénéfice est à ce jour encore peu répandue à l'international dans le domaine du nucléaire ; cette utilisation tend toutefois à se développer.

Les principes de la démarche la plus anciennement mise en œuvre, celle de la NRC aux États-Unis, ont été examinés dans le détail, de même que la démarche mise en place par des exploitants nucléaires canadiens (le CANDU Owners Group ou COG). Il apparaît que les méthodes de la NRC et du COG cherchent à mettre d'abord en évidence le potentiel de réduction du risque, avant de le mettre en balance avec le coût correspondant. La méthode développée par Electricité de France met en avant directement le rapport des deux quantités sans véritable mise en exergue de l'enjeu de sûreté seul. Rappelons néanmoins qu'elle ne constitue qu'un élément de jugement parmi d'autres.

Concernant les coûts des accidents graves, principalement les coûts estimés d'accidents de type S3 ou S1, Électricité de France a comparé ses propres estimations aux valeurs correspondantes extrapolées par calcul à partir des guides méthodologiques de la NRC et du COG, ainsi qu'aux valeurs issues de l'étude européenne ExterneE. L'IRSN souligne que, même si les estimations transmises par Électricité de France dans son dossier initial apparaissent cohérentes en ordre de grandeur avec les résultats de ces études, il est difficile d'en tirer des conclusions ; en effet, d'une part les études mentionnées ne postulent pas les mêmes termes sources, d'autre part l'IRSN estime qu'elles sous-estiment toutes certains postes de coût parfois de façon très importante (coût d'image notamment).

REFERENCES DU CHAPITRE 3

Documents transmis par Électricité de France

- [3_1] État de l'art international sur les approches coûts bénéfice - Note EDF/R&D/MRI/EPSNA H-T51-2006-01615-FR 1.0 du 23 juin 2006 transmise par la lettre ENSN0600081 du 29/06/06
- [3_2] Note EDF/SEPTEN ENSN040147 Indice B, du 25/11/2005, annexée à la Lettre EDF/PI EMESF050776 du 22/12/2005 adressée au DGSNR (enregistrement IRSN SUR 06/01/06 00280), *Analyse coût-bénéfice - Hiérarchisation des modifications VD3 900*.
- [3_3] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A du 24 mai 2006 transmise par la lettre ENSN060061 du 08/06/06 - Méthode coût/bénéfice sûreté

Autres documents

- [3_4] Démarche Risk-Informed - Étude bibliographique - Rapport DSR/SESPRI n°50 - B. Lapirot - octobre 2005
- [3_5] TECDOC-1200 - *Applications of Probabilistic Safety Assessment (PSA) for Nuclear Power Plants* - AIEA - Février 2001
- [3_6] Safety Guide NS-G-1.2 - *Safety Assessment and Verification for Nuclear Power Plants* - AIEA - Novembre 2001
- [3_7] *Standard Review Plan Chapter 19 - Use of Probabilistic Risk Assessment in Plant-Specific Risk-Informed Decision Making : General Guidance* - NRC - Novembre 2002
- [3_8] Prioritization of Generic Safety Issues - Rapport US/NRC - NUREG-0933 - 1983
<http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr0933/>
- [3_9] Regulatory Analysis Technical Evaluation Handbook - Rapport US/NRC - NUREG / BR-0184 - 1997
- [3_10] COG-01-002 : Benefit-Cost Analysis Principles and Process (présente les principes fondamentaux sur lesquels s'appuient la démarche COG et ses étapes-clés).
- [3_11] COG-01-003 : Benefit-Cost Analysis Implementation Guidelines (décrit en détails chacune des étapes de la démarche COG).
- [3_12] Benefit-Cost Analysis Workbook" (feuille de calculs Excel pour la bonne réalisation de l'analyse coût-bénéfice).
- [3_13] COG-02-902 : Benefit-Cost Analysis Workbook Users Manual (mode d'emploi de la feuille de calculs).
- [3_14] Méthode d'évaluation des conséquences économiques des accidents nucléaires - Rapport AEN/OCDE - 2000.
- [3_15] La Documentation Française (Commissariat Général du Plan), Le prix du temps et la décision publique - Révision du taux d'actualisation public, D. Lebègue, P. Hirtzman, L. Baumstark, Février 2005.
- [3_16] NRC Reassessment of NRC's Dollar per Person-Rem NUREG-1530 , 1995
- [3_17] NRC The Economic Cost of Radiation Induced Health Effets : Estimation and simulation », NUREG/CR-4811, 1995.
- [3_18] NRC Cost-Benefit Consideration in Regulatory Analysis NUREG/CR-6349, 1995

- [3_19] A risk reduction example for nuclear power plants and the associated cost-benefit analysis - Présentation d'A.Malliakos - 2nd International Workshop - Communication on Risk Reduction - 7-9 June 2004.
- [3_20] ICRP Recommendations of the International Commission on Radiological Protection, Publication 60, 1990
- [3_21] UNESA Guia para la realizacion de Analisis Coste-Beneficio. Realizacion de Analisis Coste-Beneficio en base a APS (annexe 2) AP18-IN-15-1104, 2004
- [3_22] IAEA, The international Chemobyl Project Technical Report 1991
- [3_23] Perspectives d'évolution du système de valeurs monétaires de l'homme.sievert à Électricité de France - Rapport CEPN NTE/97/26 - C. Schieber, T. Schneider - Octobre 1997.
- [3_24] Valorisation monétaire des impacts sanitaires et environnementaux d'un accident nucléaire (synthèse des études ExternE, intérêts et limites de développements complémentaires) - Rapport CEPN N° 275 - Septembre 2002.
- [3_25] Variations between countries in value of statistical life - Journal of Transport Economics and Policy, 34, 169-88 - T. Miller - 2000.
- [3_26] Conséquences macroéconomiques d'un accident nucléaire - Rapport de stage de P. Court - CEPN - 1994.
- [3_27] Accidents nucléaires graves : Études de cas, échelle de gravité, études probabilistes de sûreté et coûts externes - Projet de fin d'études ENPC/MGI (2005) - L. Hautefeuille

TABLEAUX DU CHAPITRE 3

<i>Tableau 3-1 Définition des quatre rangs de priorité de la NRC</i>	79
<i>Tableau 3-2 Principaux types de coûts supportés par la NRC et par les exploitants</i>	79
<i>Tableau 3-3 Tableau de correspondance utilisé par la NRC entre le ratio R, la probabilité de fusion du cœur, et le rang de priorité attribué à une question de sûreté</i>	80
<i>Tableau 3-4 Tableau de correspondance utilisé par la NRC entre le ratio R, la probabilité de fusion du cœur ou la dose, et le rang de priorité attribué à une question de sûreté, lorsque le seul critère de fusion du cœur du Tableau 3-3 n'est pas suffisant</i>	80
<i>Tableau 3-5 Définition des trois rangs de priorité dans la méthode du groupe COG</i>	80
<i>Tableau 3-6 Les trois rangs de priorité dans la démarche du groupe COG (application de critères déterministes)</i>	81
<i>Tableau 3-7 Rangs de priorité et réduction de probabilité de fusion du cœur (COG)</i>	82
<i>Tableau 3-8 Rangs de priorité et probabilité conditionnelle d'endommagement de l'enceinte (COG)</i>	82
<i>Tableau 3-9 Liste des critères techniques (attributs) utilisable à l'étape 4 de la démarche COG</i>	83
<i>Tableau 3-10 Facteurs de conversion monétaires utilisables dans la démarche du groupe COG</i>	84
<i>Tableau 3-11 Grille d'aide à la décision en fonction du rapport bénéfice/coût (COG)</i>	85
<i>Tableau 3-12 Tableau-type de présentation des résultats d'une application de la démarche du groupe COG</i>	85
<i>Tableau 3-13 Facteurs considérés dans le calcul de coûts dans les différentes méthodes</i>	86
<i>Tableau 3-14 Hypothèses prises en compte par EDF dans le calcul de coût de chaque poste pour la comparaison avec les méthodes étrangères (Cf. l'annexe 2 de la note d'état de l'art - [3_1])</i>	87

Tableau 3-1 Définition des quatre rangs de priorité de la NRC

<i>Rang de priorité</i>	<i>Signification</i>
HIGH	"A HIGH priority ranking means that strong efforts to achieve the earliest practical resolution are appropriate."
MEDIUM	"A MEDIUM priority ranking means that no safety concern demanding high-priority attention is involved, but there is believed to be potential for safety improvements or reductions in uncertainty of analysis that may be substantial and worthwhile. Efforts at resolution should be planned on a basis of not interfering with pursuit of HIGH-priority generic issues or other high-priority work."
LOW	"A LOW priority ranking means that no safety concerns demanding at least MEDIUM-priority attention are involved and there is little or no prospect of safety improvements that are both substantial and worthwhile."
DROP	"The DROP category covers proposed issues that are without merit or whose significance is clearly negligible. The issue is eliminated from further pursuit."

Tableau 3-2 Principaux types de coûts supportés par la NRC et par les exploitants

Principaux coûts supportés par la NRC	Principaux coûts supportés par les exploitants
<ul style="list-style-type: none"> - Identification d'un problème de sûreté ou d'une demande de licence, analyse, résolution et rapport. - Échanges avec les industriels, revues d'installation, préparation et vérification de la documentation. - Contrats d'assistance technique. - Le coût d'un ingénieur de la NRC est classiquement évalué à 100,000 US\$ par homme.an. 	<ul style="list-style-type: none"> - Conception, obtention de licence, achat des équipements, installation, essais, inspection, surveillance et maintenance périodique. - Arrêt de production pour effectuer les modifications (comptabilisé selon le coût de la production de substitution : 300,000 US\$/jour). - Le coût de la main-d'oeuvre dans l'industrie est classiquement évalué à 100,000 US\$ par homme.an.

Tableau 3-3 Tableau de correspondance utilisé par la NRC entre le ratio R, la probabilité de fusion du cœur, et le rang de priorité attribué à une question de sûreté

R (\$ / Homme.Rem)	> 2000	DROP	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH
	< 2000	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH
Réduction de la Proba. de Fusion (/ année*réacteur)			10^{-7}	10^{-6}	10^{-5}	10^{-4}

Tableau 3-4 Tableau de correspondance utilisé par la NRC entre le ratio R, la probabilité de fusion du cœur ou la dose, et le rang de priorité attribué à une question de sûreté, lorsque le seul critère de fusion du cœur du Tableau 3-3 n'est pas suffisant

R (\$ / Homme.Rem)	> 2000	DROP	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH
	< 2000	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH
Réduction de la Proba. de Fusion (/ année*réacteur)		10^{-7}		10^{-6}	10^{-5}	10^{-4}
Réduction de la Proba. de Fusion (/ an - pour tous les réacteurs)		3.10^{-6}		3.10^{-5}	3.10^{-4}	3.10^{-3}
Homme.Rem / Réacteur (hors site)		10^1		10^2	10^3	10^4
Homme.Rem / Réacteur (tous les réacteurs)		3.10^2		3.10^3	3.10^4	3.10^5

Le parc considéré est équivalent à 30 réacteurs.

Tableau 3-5 Définition des trois rangs de priorité dans la méthode du groupe COG

Niveau d'importance	Champ d'action
LOW	No design or operational changes required. Some additional analytical work may be required. <i>The BCA process itself is completed once the assessment is documented. No further BCA action is required.</i>
MEDIUM	Consider management options. Consider operational changes if applicable. <i>Likely to require screening BCA.</i>
HIGH	<i>Perform screening BCA.</i> Assess if short-term or immediate actions are required.

Tableau 3-6 Les trois rangs de priorité dans la démarche du groupe COG (application de critères déterministes)

Safety significance	Defence in depth classification criteria	Actions required
<p>LOW</p> <p>An issue that can have a small impact on plant safety.</p>	<p>A (safety) function is affected by the issue but the effect does not impair the capability of safety provisions to terminate an anticipated serious process failure, or the safety function affected by the issue is robust; the issue does not affect the safety function capability for more than one level of protection so that the capability to protect the safety barrier(s) is not impaired for the majority of design basis (DB) accident sequences, or the issue causes a new initiating event or an increase of the frequency of certain initiating events and challenges to safety systems and personnel leading to a small impact on the risk, or the level of operational performance and safety culture warrants improvements.</p>	<p><i>Plant operation can continue without the need for interim corrective measures.</i></p> <p>Corrective measures may be considered and implemented within a specified time schedule if shown to be reasonably practicable.</p>
<p>MEDIUM</p> <p>An issue that has a significant impact on plant safety.</p>	<p>A barrier or a safety function which protects against anticipated serious process failures is degraded by the issue, or the primary safety function is adequate; one or more levels of protection are significantly affected by the issue so that the primary safety function capability to protect the barrier(s) is questionable for certain DB accident sequences, or the issue causes a new initiating event or an increase of the frequency of certain initiating events and challenges to safety systems and personnel, leading to a significant impact on risk, or the level of operational performance and safety culture is inadequate.</p>	<p><i>Some interim corrective measures are usually necessary in the short term. Plant operation may continue for some limited time, depending on the interim risk after implementation of the interim corrective measures.</i></p> <p>Cost-effective permanent corrective measures should be implemented.</p>
<p>HIGH</p> <p>An issue that has a major impact on plant safety.</p>	<p>A barrier or safety function is seriously degraded by the issue, or the primary safety function is inadequate; one or more levels of protection are lost so that the primary safety function capability is disabled for certain DB accident sequences, or the issue causes a new initiating event or an increase of the frequency of certain initiating events and challenges to safety systems and personnel, leading to a major impact on risk, or the level of operational performance and safety culture is unacceptable.</p>	<p><i>Immediate corrective measures are necessary to reduce the risk, and plant shutdown should be considered. If immediate corrective measures cannot reduce the risk, the plant may need to be shutdown until interim or permanent corrective measures are implemented which will reduce the risk.</i></p>

Tableau 3-7 Rangs de priorité et réduction de probabilité de fusion du cœur (COG)

Réduction de probabilité de fusion du cœur (Δ / a.r.)	Rang de priorité
$< 10^{-6}$ /reactor-year	LOW
$10^{-5} - 10^{-6}$ /reactor-year	MEDIUM
$> 10^{-5}$ /reactor-year	HIGH

Tableau 3-8 Rangs de priorité et probabilité conditionnelle d'endommagement de l'enceinte (COG)

Réduction de Fusion du Cœur Δ / a.r.	10^{-3}	HIGH	HIGH
	10^{-4}	MEDIUM	HIGH
	10^{-5}	LOW	MEDIUM
		10^{-2}	10^{-1}
Probabilité Conditionnelle d'Endommagement de l'Enceinte			

En cas d'endommagement possible de l'enceinte, la fréquence qui détermine le rang de priorité est le produit de la probabilité conditionnelle d'endommagement de l'enceinte par la réduction obtenue en amont pour la probabilité de fusion du cœur. En ce sens, les deux tableaux présentés sur cette page sont cohérents dans l'attribution des rangs de priorité possibles (LOW, MEDIUM et HIGH).

Tableau 3-9 Liste des critères techniques (*attributes*) utilisable à l'étape 4 de la démarche COG

Attribute	Element	Sub-element
Public Health & Safety Effects	Accident risk (direct)	Expected decrease (or increase) in public health effects due to radiation doses from accidents
		Expected decrease (or increase) in prompt casualties (injuries or fatalities)
	Accident risk (indirect)	Expected increase (or decrease) in health effects resulting from the use of replacement power during post-accident outage
	Normal Operation	Expected change in dose equivalent of health effects from replacement power during installation
Occupational (Worker) Health and Safety Effects	Accident risk (direct)	Expected decrease (or increase) in worker radiation exposure due to accident conditions
		Expected decrease (or increase) in occupational dose due to accident recovery operations.
		Expected decrease (or increase) in prompt casualties (injuries and fatalities - radiological and industrial causes)
	Normal Operation	Estimated increase (or decrease) in worker radiation exposure associated with implementation of proposed change
Estimated increase (or decrease) in worker radiation exposure due to changes in inspection, test and maintenance requirements		
Implementation And Operational Effects	Planning & engineering	Estimated direct and indirect costs for planning and engineering change
	Labour cost	Estimated direct and indirect labour costs to implement proposed change
	Material cost	Estimated material and equipment costs to implement proposed change
	Replacement power cost	Estimated cost of replacement power during installation outage
	O & M costs	Estimated increase (or decrease) in operating, maintenance and training costs
	Plant reliability	Estimated cost of change in plant capacity factor
Off-Site And On Site Economic Effects	Off site economic effects	Estimated decrease (or increase) in off-site costs associated with emergency measures, cleanup and rehabilitation
	On site economic effects	Expected decrease (or increase) in property damage (repair, refurbishment, cleanup, decontamination, waste disposal)
		Expected decrease (or increase) in the cost of replacement power during post-accident outage or shutdown for the accident unit
		Expected decrease (or increase) in the cost of replacement power during post-accident outage or shutdown for the non-accident units in a multi-unit station
	Off-site intangibles	The expected cost associated with changes in off-site intangibles resulting from the implementation of the proposed change
On-site intangibles	The expected cost associated with changes in on-site intangibles resulting from the implementation of the proposed change	
Other Potential Effects (Qualitative and/or Intangible)	Effect on regulator, other third party stakeholders	
	Safeguards	
	Security	
	Environmental	
	Other	

Tableau 3-10 Facteurs de conversion monétaires utilisables dans la démarche du groupe COG

Attributes	Comments
Expected Impact on Public Health and Safety	<p>In most cases, the effect of the proposed action would be to decrease public exposure. A decrease in public exposure, or averted exposure (given in Sv), would be considered a benefit. This decrease multiplied by a monetary conversion factor (expressed in \$/p·Sv*) would give the monetary value of the benefit.</p> <p>The suggested value for monetary dose conversion factor used in the BCA Workbook for averted dose is \$400,000/p·Sv. The Workbook uses a monetary conversion factor of \$5 million per averted fatality and \$100,000 per averted injury as defaults. The monetary conversion factor for fatalities is taken to include long-term severe irreversible disabling injuries even though they may not result in death. In view of this, the conversion factor for averted injuries is intended primarily to cover the economic impact of acute recoverable injuries.</p>
Expected impact on worker (plant staff) health and safety	<p>A decrease in worker radiological exposures is taken as positive (a benefit); an increase in worker exposures is considered negative (a cost).</p> <p>For many types of proposed actions, there will be an increase in worker exposure during normal operation as a result of, for example, installation of a modification intended to reduce long term public risk.</p> <p>As is the case for public health, the directly calculated effects of a particular action are given in p·Sv. A monetary conversion factor is used to convert it into dollars. There is no distinction made between the monetary dose conversion factors for the general public and for plant workers since it is a measure of the economic impact of dose on human health and welfare.</p> <p>The suggested value for monetary dose conversion factor used in the BCA Workbook for averted dose is \$400,000/p·Sv.</p>
Estimated Implementation Costs	<p>This attribute accounts for the projected economic effect to install or implement a proposed change. Expenses incurred will include all direct and indirect labour costs to implement the proposed action (e.g., engineering design and analysis, procedure preparation, licensing activities, training and administrative/ clerical costs), equipment and materials, and shutdown costs, including the cost of replacement power as appropriate. Equipment and/or system commissioning costs are included if required.</p>
On-Site and Off-site Economic Effects	<p>Off-site and on-site intangibles are treated as cost factors, since it is judged likely that the economic effect of intangibles is most likely to be negative.</p> <p>Off-site intangibles might include factors such as the effects on tourism, public acceptance, local business climate, etc. On-site intangibles might include factors such as business risk, operational uncertainties (e.g., possibility of plant derating), regulatory uncertainty, etc. Although by their very nature, intangibles are difficult, if not impossible, to quantify it is helpful to the decision maker if the analyst can make some effort to do so.</p>

* p·Sv = person-Sieverts

Tableau 3-11 Grille d'aide à la décision en fonction du rapport bénéfice/coût (COG)

B/C Ratio	Decision
$B/C > 10$	Option strongly indicated
$1 < B/C < 10$	Option indicated, but take account of uncertainties and conservatism
$0.1 < B/C < 1$	Cost disproportionate to value of risk reduction, but option may still be indicated if accident frequency significantly lower than intolerable levels
$B/C < 0.1$	Option strongly not indicated

Tableau 3-12 Tableau-type de présentation des résultats d'une application de la démarche du groupe COG

Example Ranking of Alternatives

Alternative → Evaluation Criteria	Ranking							
	A	Ranking	B	Ranking	C	Ranking	D (No Action - base case)	Ranking
Total Benefit (PV)	1,100 K\$		10 K\$		90 K\$		0.0	
Total Cost (PV)	1,000 K\$		1 K\$		100 K\$		0.0	
Net Present Value	\$100,000	1	9 K\$	2	-\$10,000	4	0.0	3
Benefit / Cost Ratio	1.1	2	10	1	.9	4	1.0	3
Uncertainty	High	4	Medium	2	Medium	3	Very Low	1
NPV Range	500 to minus 500K\$		20 to 2 K\$		0 to minus 50K\$		N/A	
B/C Ratio Range	1.5 to minus 0.6		20 to 2		1 to 0.5		N/A	
Sensitivity to Key Assumptions	High	4	Medium	2	Medium	3	Very Low	1
NPV Range	300 to minus 300K\$		20K\$ to 1		0 to minus 50K\$		N/A	
B/C Ratio Range	1.3 to 0.8		20 to 1		1 to 0.5		N/A	
Health Effect Benefit / Cost Ratio [ratio of radiation exposure saved vs. exposure committed]	0.9	4	4.0	1	2.0	2	1.0	3
HEBCR Range	1.0 to 0.5		5.0 to 2.0		3.0 to 4.0		N/A	
Overall Ranking		4		1		3		2

Tableau 3-13 Facteurs considérés dans le calcul de coûts dans les différentes méthodes

	Santé du public(\$)	Santé des travailleurs (\$)	Conséquences hors de site (\$)	Conséquences sur site (\$)
S1 USA	Dose collective (80 km) 2000\$/h.rem	Dose court terme + long terme : Valeur Nureg	- Coût d'évacuation/relogement - Coût des actions de mitigation à long terme : <ul style="list-style-type: none"> • Décontamination • Décontamination suivie d'interdiction temporaire de fermes et zones urbaines • Evacuation des produits agricoles (déjà collectés) • Interdiction temporaire de la production agricole • Condamnation de la propriété 	Coûts de décontamination et de l'énergie de remplacement à long terme de la tranche
S3 USA	Dose collective (80 km) 2000 \$/h.rem	Dose court terme + long terme : Valeur Nureg	- Le coût d'évacuation des produits agricoles en culture	Coûts de décontamination et de l'énergie de remplacement à long terme de la tranche.
S1 Can	Dose collective (200 km) 4000 \$/h.rem	-	- Coût d'évacuation/relogement	
S3 Can	Dose collective (200 km) 4000 \$/h.rem	-	- Coût des actions de mitigation à long terme : <ul style="list-style-type: none"> • Décontamination • Décontamination suivie de d'interdiction temporaire de fermes et zones urbaines • Evacuation des produits agricoles (déjà collectés) • Interdiction temporaire de la production agricole • Condamnation de la propriété - Le coût d'évacuation des produits agricoles en culture - Les coûts des effets en rapport avec la santé	Coût de remplacement de la puissance Dommages de propriété de la tranche accidentée
S1 EDF	Décès Cancer Dose collective (150 km) 2000 €/h.rem	-	- Impact sur le PIB (personnes évacuées)	Perte de l'installation nucléaire Impact sur le parc électronucléaire
S3 EDF	coût total - (coût hors site + coût sur site) = coût autres impacts		- Impact sur PIB (15 fois plus faibles que dans S1)	Impact sur le parc électronucléaire

Tableau 3-14 Hypothèses prises en compte par EDF dans le calcul de coût de chaque poste pour la comparaison avec les méthodes étrangères (Cf. l'annexe 2 de la note d'état de l'art - [3_1])

	Santé du public (\$)	Santé des travailleurs (\$)	Conséquences hors de site (\$)	Conséquences sur site (\$)
S1 USA	Valeurs enveloppes pour S1 et pour S3 (hypothèses conservatives adoptées dans la note état de l'art en référence [3_1])	Le NUREG/BR-0184 propose des valeurs maximales, Best Estimate (BE) et minimales à court et à long termes.	Le NUREG/CR-6349 établit, selon les cas, l'équivalence monétaire entre les dommages à la santé publique et les dommages hors site : - Le coût des dommages sur la santé du public est du même ordre de grandeur que le coût des dommages hors site en cas de rejet précoce ; - Il est estimé au double de la valeur des dommages hors site si le rejet est tardif. (ces hypothèses des études d'application de la méthode sous estiment le coût S1 et surestiment le coût S3, de moins de 5%)	Scénario le plus enveloppe proposé dans NUREG/BR-0184 : Le fonctionnement des systèmes de sauvegarde est retardé. Tous les assemblages sont endommagés et il y a fusion significative du cœur. L'enceinte est fortement contaminée et endommagée. Le bâtiment auxiliaire est légèrement contaminé.
S3 USA	Météorologie conservative, Densité de population de Peach Bottom, Prise en compte d'actions de protection (hypothèses des études d'application de la méthode)	La valeur maximale est retenue pour S1. la valeur BE est retenue pour S3 (trois fois plus que TMI).		
S1 Can	Valeurs enveloppes pour S1 et pour S3 (hypothèses conservatives adoptées dans la note état de l'art)	Ce poste n'est pas considéré (hypothèse de la méthode)	Valeur correspondant aux termes source sélectionnés (valeur proposée par la méthode)	Le coût pris en compte ici correspond au pire scénario proposé par le guide d'application de la méthode. La tranche accidentée devient inutilisable.
S3 Can	Prise en compte d'actions de protection			
S1 EDF	Voir le chapitre 4			Perte de l'installation nucléaire: (4 tranches) + Impact sur le parc électronucléaire (hypothèse de la méthode)
S3 EDF				Le coût de la perte de la tranche et de sa décontamination sont comptabilisés dans le critère de fusion du cœur Les conséquences hors site sont prises égales à l'impact sur le parc électro-nucléaire divisé par 15 (hypothèse de la méthode)

FIGURES DU CHAPITRE 3

Figure 3-1 Augmentation de la fréquence de fusion du cœur (CDF) en fonction de la fréquence de fusion initiale suite à une modification (« change ») (source : NRC Regulatory Guide 1.174) _____ 89

Figure 3-2 Augmentation de la fréquence de rejets massifs précoces (LERF) en fonction de la fréquence initiale de ces rejets (« change ») (source : NRC Regulatory Guide 1.174) _____ 89

Figure 3-3 Distribution des rejets (exprimés en homme.rem/réacteur) calculés avec le code CRAC2 pour les 14 termes sources différents indiqués dans le rapport WASH 1400 _____ 90

Figure 3-4 Logigramme décrivant les étapes de la démarche coût-bénéfice du COG _____ 91

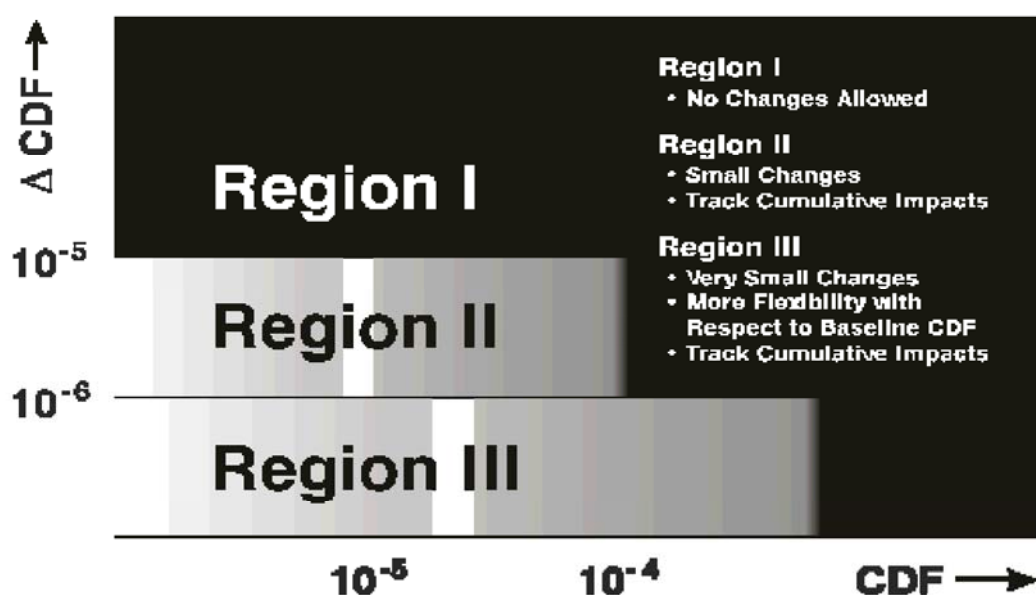


Figure 3-1 Augmentation de la fréquence de fusion du cœur (CDF) en fonction de la fréquence de fusion initiale suite à une modification (« change ») (source : NRC Regulatory Guide 1.174)

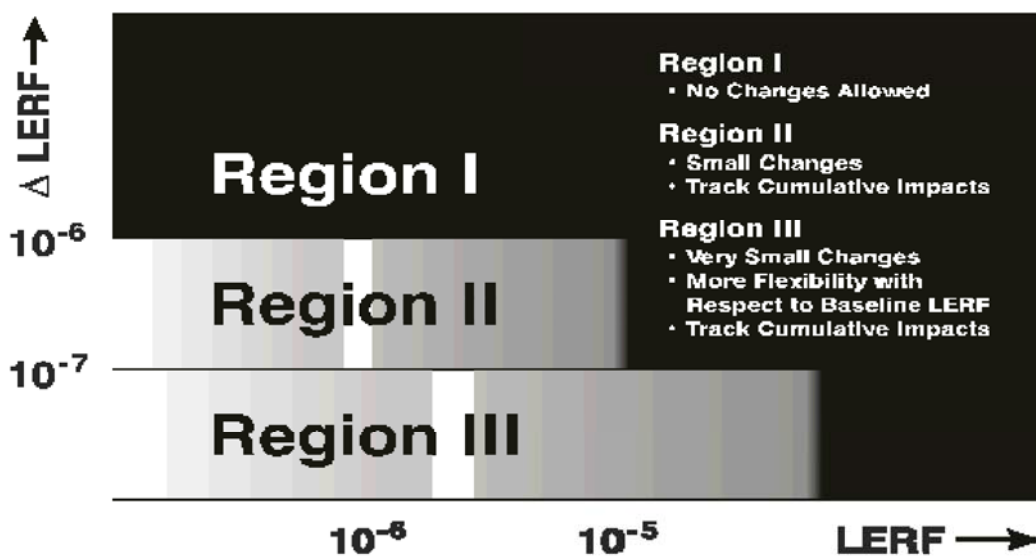


Figure 3-2 Augmentation de la fréquence de rejets massifs précoces (LERF) en fonction de la fréquence initiale de ces rejets (« change ») (source : NRC Regulatory Guide 1.174)

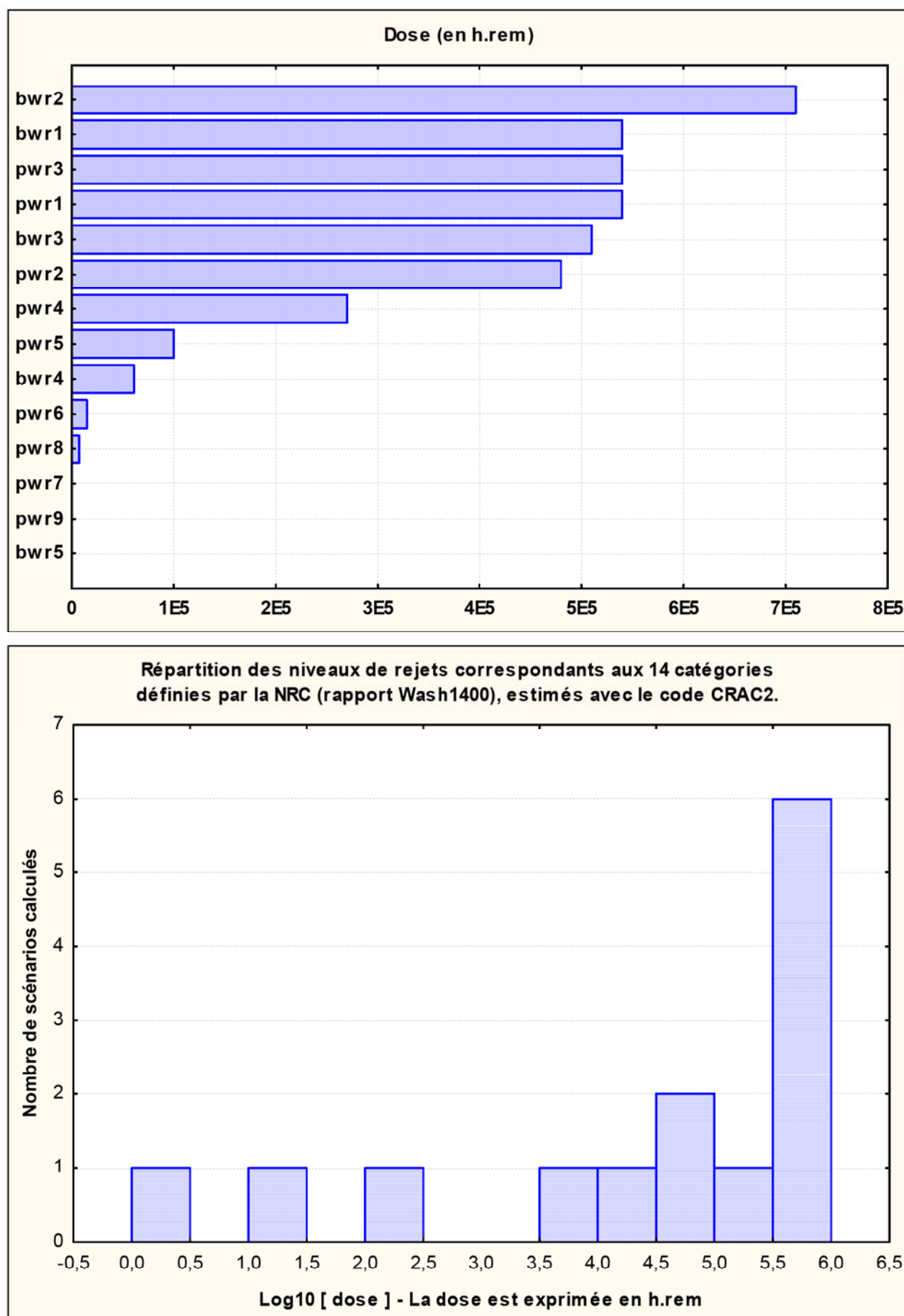


Figure 3-3 Distribution des rejets (exprimés en homme.rem/réacteur) calculés avec le code CRAC2 pour les 14 termes sources différents indiqués dans le rapport WASH 1400

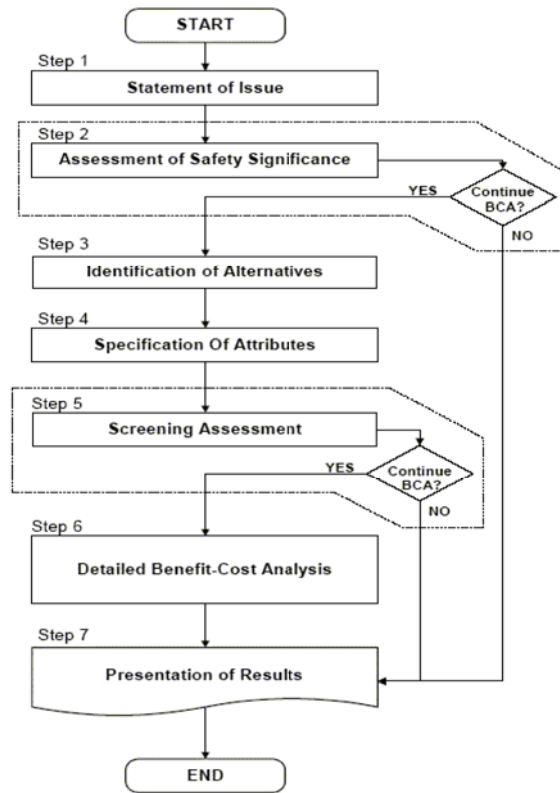


Figure 3-4 Logigramme décrivant les étapes de la démarche coût-bénéfice du COG

CHAPITRE 4 : ANALYSE DE LA METHODE COUT-BENEFICE POUR LA SURETE ET LIMITES D'UTILISATION

I. ÉVALUATION DES COUTS DES MODIFICATIONS

I.1. COUTS DE REALISATION ET D'ETUDE, GAIN EN DISPONIBILITE

Pour chaque modification, Électricité de France détermine son Indice d'Efficacité Sûreté (IES), défini, pour une tranche, comme le rapport :

$$IES = \frac{(Rf \times Cf + Rs1 \times Cs1 + Rs3 \times Cs3 + Qdose \times Cdose)}{Cmodif}$$

Avec :	Rf	:	diminution de la fréquence annuelle du risque de fusion du cœur induite par la modification
	Cf	:	coût d'une fusion du cœur sans perte de confinement
	Rs1	:	diminution de la fréquence annuelle du risque de rejet S1 induite par la modification
	Cs1	:	coût d'un rejet S1
	Rs3	:	diminution de la fréquence annuelle du risque de rejet S3 induite par la modification
	Cs3	:	coût d'un rejet S3
	Qdose	:	diminution de la dose probabiliste annuelle induite par la modification
	Cdose	:	coût de l'homme-sievert
	Cmodif	:	coût global de la modification par tranche

L'objet de cette analyse est d'étudier la pertinence de l'évaluation du coût global des modifications, et de l'incertitude à y associer.

I.1.1. PRESENTATION DE LA DEMARCHE PROPOSEE PAR ÉLECTRICITE DE FRANCE

I.1.1.1. Principaux postes de coûts

Pour établir le coût global d'une modification, Électricité de France distingue deux familles de postes de coûts (note [4_2]) :

- les coûts de définition et d'implantation de la modification (coûts non récurrents) :
 - le coût d'ingénierie (ou « coût d'études »), relatif à la définition de la modification matérielle et/ou documentaire, y compris les éventuels essais de qualification ;
 - le coût de « contrat », relatif à l'implantation de la modification sur chaque tranche : approvisionnement, montage, appel à des compétences ou ressources particulières, essais de mise en service ;
 - le coût lié à l'impact éventuel sur la durée de l'arrêt durant lequel la modification est implantée ;
 - le coût dosimétrique du chantier ;
 - le coût de traitement des déchets du chantier ;

- le coût de définition des essais périodiques (EP), de révision des Spécifications Techniques d'Exploitation (STE) et des programmes de maintenance ;
- le coût d'accompagnement : formation ou qualification des opérateurs, rédaction de documents opératoires : gammes d'EP et de maintenance.
- les coûts d'exploitation après implantation (coûts récurrents) :
 - le coût de maintenance et de réalisation des essais périodiques sur les matériels (ou coûts évités grâce à la modification) ;
 - le coût des pièces de rechange et de leur stockage ;
 - l'impact éventuel (positif ou négatif) sur la disponibilité, la manoeuvrabilité et le rendement des tranches, les évolutions des STE suite à la modification ;
 - le coût de traitement des déchets générés ou évités en exploitation ;
 - les éventuelles indisponibilités ou coûts de remise en état de l'installation évités par la modification ;
 - l'impact sur la durée de vie des tranches : évolution du nombre de sollicitations de la cuve ou du nombre de transitoires pris en compte dans la comptabilisation des situations.

La liste de ces postes n'est pas exhaustive et peut être complétée selon les particularités propres à chaque modification. La valorisation distincte de chacun des postes n'est pas prévue : en phase projet, seuls les postes estimés prépondérants ou non négligeables dans le coût final sont valorisés.

1.1.1.2. Valorisations utilisées

Électricité de France a transmis, dans les notes [4_4] et [4_5], le coût financier d'un jour d'indisponibilité fortuite ou programmée sur chaque palier, ainsi que leur valorisation sur 10 ans sur la base d'un jour d'indisponibilité par cycle, établie sur la base d'un taux de réactualisation annuel fixé à 8 %.

Dans la note [4_7], Électricité de France détaille le calcul d'un jour d'arrêt programmé et fortuit comme suit :

$$\underline{1 \text{ j d'arrêt programmé}} = ([\text{Prix de marché}] - [\text{Coût proportionnel nucléaire}]) \times Pu \times Ku \times (1 - \text{Kif}) \times 24 \text{ h}$$

$$\underline{1 \text{ j d'arrêt fortuit}} = ([\text{Prix de marché}] - [\text{Coût proportionnel nucléaire}]) \times Pu \times Ku \times 24 \text{ h}$$

Avec :

- Prix de marché (€/MWh) : *prix de vente de l'électricité*
- Coût proportionnel nucléaire (€/MWh) : *prix de revient de l'énergie électronucléaire*
- Pu (MWe) : *puissance unitaire de la tranche concernée*
- Ku : *coefficient d'utilisation de la tranche, fixé à 92 % en mode « suivi de charge »*
- Kif : *coefficient d'indisponibilité fortuite du parc, fixé à 2 %*

Électricité de France n'a pas souhaité, de par le contexte concurrentiel du marché de production et de vente de l'énergie électrique, que ces valeurs soient affichées.

Toutefois, afin de pouvoir s'appuyer sur une étude numérique, l'IRSN retiendra dans la suite de l'analyse les valeurs suivantes qui, bien que différentes des valeurs présentées par Électricité de France, restent dans les mêmes ordres de grandeur :

- prix de revient de l'énergie électronucléaire : 10 €/MWh
- coût d'1 jour d'indisponibilité, fortuite ou programmée, tous paliers : 1000 k€
- valorisation d'1 jour d'indisponibilité par cycle sur 10 ans, tous paliers : 7200 k€.

L'application numérique associée au calcul d'un jour d'arrêt programmé est réalisée selon deux scénarios d'évolution du prix de marché. Les applications numériques qui suivent s'appuient sur le prix de revient de l'énergie fixé par l'IRSN, et non sur l'estimation d'Électricité de France qui est confidentielle :

- valeur basse : $1 \text{ j} = (31,2 - 10) \times 900 \times 0,92 \times (1-0,02) \times 24 = 413 \text{ k€}$
- valeur médiane : $1 \text{ j} = (34,8 - 10) \times 900 \times 0,92 \times (1-0,02) \times 24 = 483 \text{ k€}$.

Dans son exercice d'application, Électricité de France retient une valeur intermédiaire mais indique que, depuis 2003, l'augmentation du prix des matières premières et la répercussion des quotas de CO₂ sur le prix de l'énergie conduisent à considérer un prix de marché sensiblement supérieur à celui retenu lors des premières évaluations.

La valorisation d'un jour d'arrêt fortuit est fondée sur un prix moyen de marché actualisé, et fixé à 42,2 €/MWh :

- 1 jour d'arrêt fortuit = $(42,2 - 10) \times 900 \times 0,92 \times 24 = 640 \text{ k€}$.

La valorisation d'un jour d'indisponibilité programmée devrait donc être, pour le palier 900 MWe, la valeur précédente (640 k€) diminuée de 2 % (soit 627 k€). Dans le cadre de l'exercice mené, Électricité de France a conservé l'évaluation initiale d'un jour d'indisponibilité programmée (en écart d'environ 40 % avec celle d'une indisponibilité fortuite), les résultats devant être considérés à but illustratif de la méthode.

Compte tenu toutefois de la nature confidentielle des données utilisées pour l'application numérique réelle (le prix de revient de l'énergie électronucléaire utilisé ci-avant est fixé à 10 €/MWh à titre d'illustration), les valeurs retenues pour la suite de l'analyse restent celles mentionnées précédemment :

- coût d'1 jour d'indisponibilité, fortuite ou programmée, tous paliers : 1000 k€
- valorisation d'1 jour d'indisponibilité par cycle sur 10 ans, tous paliers : 7200 k€.

Coût de la dosimétrie en exploitation

Pour valoriser la dosimétrie d'une part générée lors de la mise en œuvre des modifications, d'autre part générée ou évitée de façon récurrente lors des activités d'exploitation, Électricité de France utilise les valeurs suivantes, en retenant un taux de réactualisation annuel de 4 % :

Plage de dose (mSv/an)	coût (M€ / H.Sv/an)					
	1 an	10 ans	20 ans	30 ans	40 ans	50 ans
0 - 10	0,65	5,5	9,2	11,7	13,4	14,5
10 - 16	1,3	11,0	18,4	23,4	26,8	29,0
> 16	1,8	15,2	25,4	32,4	37,1	40,2

1.1.1.3. Évaluation des coûts

Électricité de France prévoit, lors des mises en application futures de la démarche, de n'évaluer que les coûts jugés a priori non négligeables dans le coût global de possession. Ces coûts sont d'abord évalués en unités d'œuvre (euros, jours de production, heures de formation, doses en mSv prévues lors du chantier...) puis convertis en euros selon les coefficients mentionnés précédemment.

1.1.2. ANALYSE DE L'IRSN

1.1.2.1. Réflexions préliminaires sur les incertitudes liées à la détermination des coûts

Tout d'abord, il convient de signaler que l'appréciation de la pertinence et de la finesse des éléments permettant de déterminer, dans une phase préliminaire, le coût global d'une modification, doit être faite au regard de l'objectif recherché, en l'occurrence la détermination des Indices d'Efficacité Sûreté (IES) utiles à la hiérarchisation des modifications.

Pour rappel, cet IES est déterminé par le rapport entre :

- le bénéfice sûreté converti en euros (produit de la réduction probabiliste des risques redoutés par le coût estimé de ces risques) ;
- le coût financier global de la modification, constitué par les coûts d'implantation et d'exploitation.

Dans les calculs permettant de déterminer, in fine, ces valeurs respectives, de nombreuses incertitudes interviennent à plusieurs niveaux, avec des ordres de grandeur très différents en fonction des paramètres évalués, et significativement variables d'une évaluation à l'autre selon d'une part la famille d'accidents traitée par la modification, d'autre part le contour technique de cette dernière.

Ces incertitudes concernent notamment :

- pour les bénéfices sûreté :
 - l'évaluation probabiliste des réductions de fréquences de fusion du cœur, de rejets S1 ou S3, ou de la dosimétrie annuelle ;
 - l'établissement des valeurs de conversion financière des différentes conséquences (fusion du cœur, accident grave, coût de la dosimétrie, ...)
- pour les coûts des modifications :
 - l'évaluation a priori des coûts directs liés à l'implantation ;

- l'évaluation des coûts ou gains récurrents en termes notamment de disponibilité (en h/a.r.) et de dosimétrie (en mSv/a.r.) ;
- l'établissement des taux de conversion financiers de unités d'œuvre en euros ;
- les taux de réactualisation retenus sur des périodes longues (10 ans et plus).

Électricité de France précise dans la note [4_2] que « *pour apporter une réelle plus-value dans le processus décisionnel, il est nécessaire de pouvoir évaluer de manière assez fiable (sans pour autant rechercher une grande précision) le coût de la stratégie étudiée [...] et des bénéfices sûreté qu'elles induisent. En l'absence d'EPS de niveau 2 complète et couvrant l'ensemble des initiateurs possibles (internes et externes) et en l'absence d'études de conséquences radiologiques systématiques pour les différents incidents ou accidents possibles, il n'est pas toujours possible d'évaluer correctement le bénéfice sûreté* ».

Ces éléments font ainsi apparaître qu'une évaluation fine et exhaustive des différents paramètres entrant dans le calcul des coûts de modifications a peu d'intérêt compte tenu des incertitudes pesant d'une part sur ces mêmes paramètres, d'autre part sur les autres valeurs intervenant dans le calcul de l'IES.

Il conviendra donc de ne considérer que les ordres de grandeur des coûts des modifications ainsi évalués.

1.1.2.2. Analyse des coefficients de conversion

Coût dosimétrique

Cette analyse fait l'objet du paragraphe 4-1.2.

Coût des indisponibilités

Comme mentionné précédemment, Électricité de France détermine le coût d'1 jour d'indisponibilité comme suit :

1 j d'arrêt programmé = ([Prix de marché] - [Coût proportionnel nucléaire]) x Pu x Ku x (1-Kif) x 24 h

1 j d'arrêt fortuit = ([Prix de marché] - [Coût proportionnel nucléaire]) x Pu x Ku x 24 h

Bien que l'IRSN ne dispose pas des données industrielles d'Électricité de France, jugées confidentielles par ce dernier, pour rendre un avis sur le réalisme des montants financiers obtenus, ces formules appellent plusieurs remarques.

■ Écart entre « arrêt fortuit » et « arrêt programmé »

L'écart entre les deux valorisations réside dans le coefficient [1-Kif] (le Kif étant le coefficient d'indisponibilité fortuite du parc, fixé par Électricité de France à 2 %), utilisé dans le calcul du coût d'1 jour d'arrêt programmé. Cela conduit à considérer que le surcoût d'un arrêt fortuit, par rapport à un arrêt programmé, est de l'ordre de 2 %.

Tout d'abord, l'IRSN considère que cet écart de 2 % semble faible, compte tenu d'une part des obligations contractuelles du centre de production à l'égard du Réseau de Transport d'Électricité (RTE), d'autre part des contraintes liées à un arrêt non programmé, notamment en cas de nécessité

de replier quasi « immédiatement » un réacteur vers un domaine d'exploitation « froid », tel que l'arrêt normal sur circuit de refroidissement à l'arrêt (AN/RRA).

Par ailleurs, l'IRSN observe que la notion d'indisponibilité programmée s'applique généralement à des activités de maintenance préventive, tandis que la notion d'indisponibilité fortuite est associée à l'occurrence d'événements non maîtrisés, pouvant conduire à des replis du réacteur en application des STE. Or, dans un processus de sélection d'une solution technique pour traiter une problématique, l'application de la démarche peut conduire à mettre en balance :

- d'une part le coût éventuel des indisponibilités fortuites (estimées selon le retour d'expérience des tranches en exploitation) ;
- d'autre part le coût certain des indisponibilités programmées liées à la mise en oeuvre d'activités de maintenance préventive.

C'est le cas lorsqu'il s'agit de choisir entre « *ne rien faire et subir d'éventuelles indisponibilités* » et « *mettre en oeuvre une modification nécessitant des contrôles réguliers* ». L'écart de 2 % entre les deux types d'indisponibilités se révèle alors peu discriminant si les durées d'indisponibilités fortuites tendent à être inférieures aux durées de maintenance rendues nécessaires en arrêt programmé. Il convient à cet égard de rappeler que le repli d'un réacteur, bien qu'étant une manœuvre d'exploitation courante, demeure un transitoire sensible lorsqu'il doit être réalisé de manière non préparée et urgente.

Enfin, le caractère fortuit de ces indisponibilités peut également avoir une incidence sur la sûreté du réseau de transport d'énergie selon la période considérée (demande soutenue en période froide) et la marge existante entre les moyens de production disponibles et la demande.

L'IRSN estime donc nécessaire qu'Électricité de France réévalue le coût d'un jour d'indisponibilité fortuite pour prendre en compte :

- **d'une part les coûts liés aux conséquences économiques d'un repli de réacteur (tels que les effluents générés, la mobilisation de personnel, le facteur d'usage des équipements sollicités, l'incidence contractuelle avec le réseau de transport d'énergie ...)** ;
- **d'autre part les effets indirects potentiels d'un repli sur la sûreté de l'installation et du réseau.**

■ Sensibilité des valeurs au facteur temps

Les paramètres utilisés dans les formules de calcul n'ont pas la même volatilité au cours du temps :

- les paramètres Pu, Ku et Kif sont très peu variables, même à long terme ;
- le coût proportionnel de l'énergie électronucléaire (de l'ordre de 10 €/MWh) est également peu variable : bien que certains coûts d'exploitation soient variables (par exemple, les prix spot de l'uranium sont passés de 9,50 \$ la livre fin 2002 à 60 \$ fin 2006), l'intégration des frais fixes d'exploitation (personnel, amortissements, ...) atténue cette volatilité ;
- le prix du marché est en revanche très volatile : au gré des exercices d'application de la méthode, Électricité de France a fait évoluer ce prix de 31,2 €/MWh à 42,2 €/MWh (soit

environ 35 % d'augmentation), en précisant par ailleurs qu'eu égard à la hausse des prix des matières premières et aux quotas de CO₂, un prix de marché sensiblement supérieur devrait être considéré aujourd'hui.

En considérant que le prix du marché est le principal paramètre affecté par les fluctuations économiques (et potentiellement de fortes amplitudes), les formules utilisées pour calculer les coûts d'indisponibilité tendent à amplifier cette variation : pour une variation du prix du marché (**P**) de **N %** ($P_n = [1+N] \times P$), la variation du coût des indisponibilités est de :

$$N \times \frac{P}{P-10} = N \times (1 + \varepsilon) \quad \text{avec } \varepsilon = 10 / (P-10)$$

Dans le cas présent, l'évolution de 35 % du prix de marché considéré par Électricité de France entre deux évaluations (de 31,2 à 42,2 €/MWh) conduit à une évolution du coût des indisponibilités supérieure à 47 %.

L'IRSN attire donc l'attention sur le fait que la comparaison de valeurs IES issues d'évaluations réalisées à des périodes différentes doit être réalisée en considérant les mêmes hypothèses de valorisation. L'IRSN mentionne cette remarque, bien qu'évidente, car l'élaboration des coûts financiers sollicite un nombre important de paramètres, le risque étant de réaliser ultérieurement des comparaisons entre des modifications dont les IES ont été calculés sur des bases de valorisation et des hypothèses différentes.

1.1.2.3. Analyse des résultats

Au cours des différentes réunions techniques, Électricité de France a proposé de réviser certains paramètres, notamment, pour ce qui concerne l'évaluation des coûts des modifications, le coût des indisponibilités ainsi que le taux de réactualisation utilisé pour valoriser les gains récurrents sur une période (en l'occurrence 10 ans). Ces évolutions ne sont pas prises en compte dans les analyses qui suivent, mais leur incidence n'est pas de nature à en modifier les conclusions.

La Tableau 4 - 1 ci-après dresse le bilan des différents postes de coûts associés à chaque modification, selon les données transmises par Électricité de France.

En préalable, il convient de rappeler que ces évaluations portent :

- sur une partie seulement des modifications constituant chaque lot (VD2 900, VD2 1300 et VD3 900) ;
- sur des modifications retenues (aucune évaluation de modifications non retenues n'est présentée) ;
- sur des modifications matérielles uniquement ;
- pour ce qui concerne le lot VD3 900, sur des modifications dont la solution technique et le périmètre de réalisation sont encore susceptibles d'évoluer.

Tableau 4 - 1 Synthèse des coûts et des gains financiers des modifications

Libellé Modification	nb tr. [N]	Coûts/Gains (k€ pour le palier)					TOTAL par tranche (k€)	Coût implan-tation (k€/tr.) (([1]+[2]) / [N])
		coût modif [1]	coût dosi. [2]	gain KD	gains autres	gains dosi		
Lot VD3 900 (24 modifications)								
*Modification chaîne PMC CPY	28	46424		-106400			-2142	1658
*Diminution impact radiologique échangeurs REN CPY	28	3136	644			-8512	-169	135
*Extension modification purification à gros débit	34	22168	2856			-31008	-176	736
*Mise en place calorifuges démontables	34	6936				-1234	168	204
Réévaluation sismique du Bugey	4	94000					23500	23500
Risque explosion (GNU Tricastin)	4	132					33	33
H&U : exutoire de pression U5 en situation H1.2	34	408					12	12
RTGV (automatisme ASG, abaissement consigne)	34	29900					879	879
Abaissement tarage SEBIM à basse température	34	12170					358	358
Risque incendie dans locaux W401-402-431 (CPY)	28	1535					55	55
Projectiles émis par grands vents : SEC Blayais	4	242					61	61
Projectiles émis par grands vents : aéros diesel	34	9880					291	291
Amélioration étanchéité traversées sensibles - CPY	28	4396				-3500	32	157
- CP0	6	2418				-978	240	403
Renforcement liaison TAM/virole – CPY	28	10472					374	374
Évolution ébulliomètre	34	2788					82	82
Classement sismique chaîne KRT-REN-APG	34	14212					418	418
Doublement information activité enceinte en SdC	34	340					10	10
Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque H2	34	3706					109	109
Recalibrage diaphragme U5 Bugey	4	120					30	30
Fiabilisation ouverture soupapes SEBIM pressuriseur	34	14552					428	428
Instrumentation détection percée cuve (corium)	34	4930					145	145
Relèvement seuil tarage soupapes RIS-BP - CPY	28	56					2	2
- CP0	6	60					10	10
Arrêt auto GMPP sur haute température palier – CP0	6	1860					310	310
Modification logique protection diesels (MDTE de site)	34	3604					106	106
Lot VD2 900 (13 modifications)								
Farley Tihange – suppression RIS 127-287 VP	28	3004	27	-46080	-8120	-770	-1855	108
Farley Tihange – protection RIS BC/BF	28	20280	138	-46080		-770	-944	729
Amélioration fiabilité LLS	28	5402		-22300			-604	193
Remplacement orifices RCV par vanne réglante	28	17005	1824	-21600	-2842	-986	-236	672
Suivi capacité thermique SEC/RR1	28	7035		-8170			-41	251
Présence d'air tuyauteries RIS/EAS	28	18031	411				659	659
Redondance fonctionnelle ASG	28	7292					260	260
Eclissage permanent GUS	28	923					33	33
Amélioration du DVS	28	670					24	24
Modification piquages RIS/EAS/RRA	28	15087	364	-14000	-792	-57	22	552
Diversification disjoncteurs d'AAR	28	2663					95	95
Isolement auto décharge sur haute température	28	5327	36				192	192
Protection GMPP sur très haut débit fuite au joint n°1	28	2163					77	77
Lot VD2 1300 (17 modifications)								
*Optimisation purification CPP à gros débit	20	16498	852		-3600	-18240	-225	868
*Amélioration performances chaîne PMC	20	47509	1663	-126389			-3861	2459
* Mise sous vide CPP au redémarrage	20	9711	335	-37917		-77	-1397	502
Appoint auto pour passage en recirculation puisards	20	1895					95	95
Disponibilité des TAC	14	3067					219	219
Mise en service du LLS – Réalimentation pompe de test	20	11163					558	558
Modification logique ASG (RTGV)	20	7799					390	390
Classement sismique chaînes KRT-REN-APG	20	13298	261				678	678
Éclissage permanent des GUS	20	884					44	44
Exutoire de pression U5 en situation H1.2	20	1351					68	68
Installation recombinés H2 dans le BR	20	18304	84				919	919
Remplacement évènements cuve et pressuriseur (Kérotest)	20	3695	118	-12639			-441	191
Amélioration contrôle-commande ligne décharge RCV	20	4168					208	208
Evolution définitive de l'ébulliomètre	20	6444					322	322
Non défiabilisation de la fonction RRA	20	1742					87	87
Remplacement vannes HT diesels	20	2833		-12078			-462	142
Mise en service RIS-EAS par TPL	20	1339					67	67

* Les modifications précédées d'un astérisque sont des modifications dites « performance », non issues des réexamens de sûreté.

Ce tableau a été élaboré sur la base des analyses détaillées transmises par Électricité de France dans les notes [4_3], [4_4] et [4_5]. Les valeurs de « gains autres » correspondent à des gains de maintenance.

Les évaluations financières de gains de dosimétrie en exploitation, quantifiés par Électricité de France (en H.Sv/a.r.) mais non valorisées financièrement, sont celles de l'IRSN sur la base des valeurs de gains fournies par Électricité de France.

Les analyses qui suivent sont fondées sur les évaluations transmises par Électricité de France, relatives à un échantillon de modifications issues des lots VD2 900 et 1300 et VD3 900 et présentées dans le Tableau 4 - 1.

1.1.2.3.1. Moyenne et dispersion des coûts

Les coûts directs d'implantation sont les coûts liés à la définition et à la réalisation des modifications (études, achat des matériels et des prestations) cumulés aux coûts dosimétriques liés à l'implantation. Ces coûts sont présentés dans le Tableau 4 - 1 en dernière colonne (« coût implantation »).

Bien que les modifications analysées ne constituent qu'un échantillon des modifications de chaque lot, elles forment cependant une population suffisante pour apprécier, à titre indicatif, leur coût moyen et leur dispersion. Rappelons cependant que certaines modifications, notamment celles couvrant les risques d'agressions externes et pour lesquelles l'évaluation du bénéfice sûreté est difficile en l'absence d'EPS « agressions », n'ont pas été présentées mais sont susceptibles de conduire à des coûts importants. La « réévaluation sismique du Bugey » en est un exemple.

La Figure 4 - 1 ci-après illustre, sur la base des modifications analysées par Électricité de France (hors modifications « performance »), la dispersion des coûts directs d'implantation par tranche et par palier :

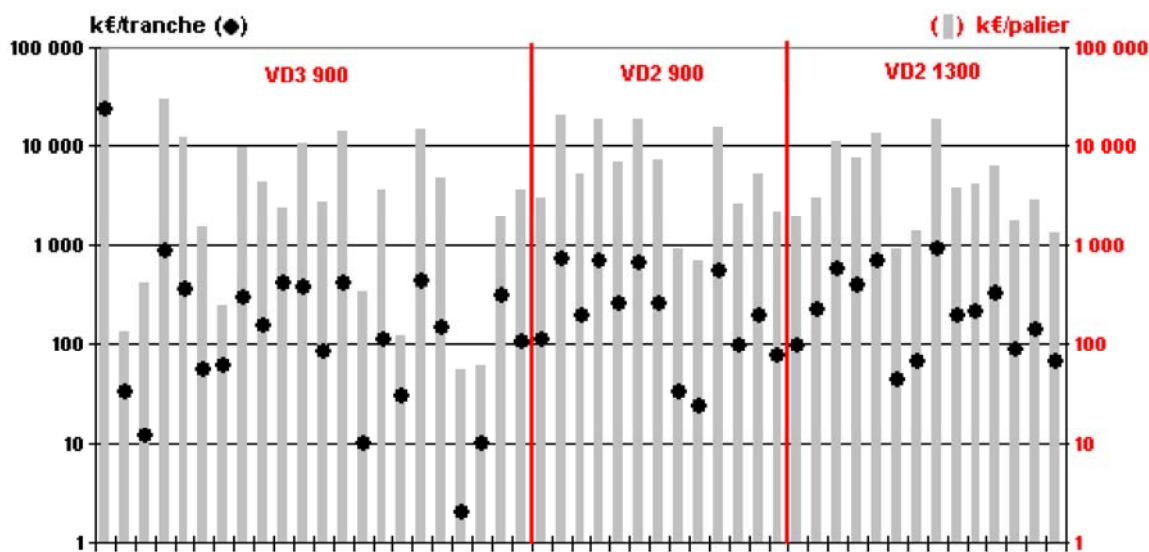


Figure 4 - 1 Dispersion des coûts directs d'implantation

Hors modifications « performance » (marquées d'un astérisque dans le tableau 1), les coûts moyens d'implantation par modification sont les suivants :

$$\text{moyenne par lot} = \frac{\sum \text{coût d'implantation de chaque modification / tranche}}{\sum \text{nombre de modifications dans le lot}}$$

- lot VD3 900 : 1262 k€ / tranche (y compris la modification de réévaluation sismique du Bugey) ;
203 k€ / tranche (hors réévaluation sismique du Bugey) ;
- lot VD2 900 : 296 k€ / tranche ;

- lot VD2 1300 : 285 k€ / tranche.

La Figure 4 - 1 montre que, d'une manière générale, le coût direct d'implantation d'une modification par tranche se situe dans un intervalle de 2 décades centré sur un coût moyen de l'ordre de 250 k€. Il en est de même pour les coûts directs d'implantation de chaque modification sur le palier concerné (*coût d'implantation par tranche X nombre de tranches*) qui couvrent, au sein de chaque lot, environ 2 décades. Ce dernier paramètre est toutefois moins représentatif, puisque directement proportionnel au nombre de tranches concernées.

C'est pour le lot VD3 900 que la dispersion est la plus importante. En particulier, deux modifications sortent très sensiblement de l'intervalle de 2 décades couvrant la quasi-totalité des coûts d'implantation. Il s'agit :

- de la réévaluation sismique du Bugey, dont le coût par tranche (23500 k€) est très nettement supérieur à la moyenne du lot VD3 900, avec un dépassement de l'ordre de 2 décades ;
- du relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP sur le palier CPY, dont le faible coût (2 k€ par tranche) est lié à sa réalisation par le personnel de site, sans recours à une modification technique.

La Figure 4 - 2 illustre, pour l'ensemble des modifications analysées (modifications « performance » incluses), la dispersion des coûts directs d'implantation et des coûts globaux de possession (coûts directs d'implantation corrigés par les coûts ou gains d'exploitation).

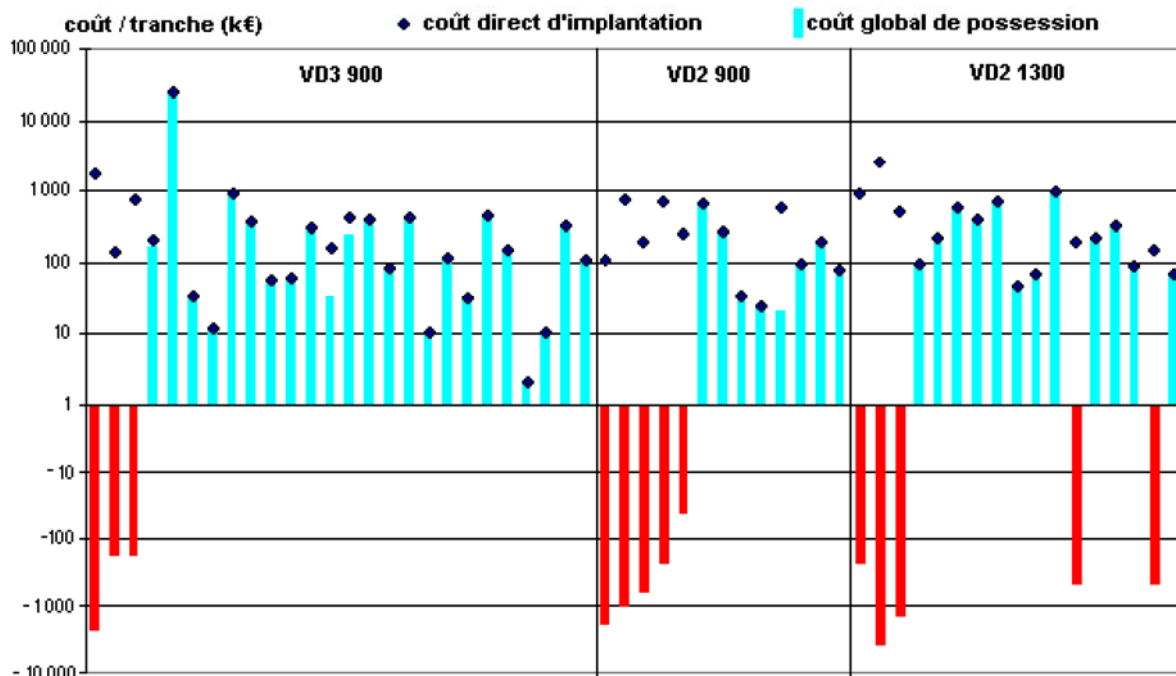


Figure 4 - 2 Dispersion des coûts d'implantation et des coûts de possession

Si l'on exclut les modifications dont le coût global de possession est négatif, il apparaît à nouveau que, mises à part certaines modifications particulières du lot VD3 900, les coûts de possession par tranche couvrent 2 décades (de 10 à 1000 k€ / tranche).

La dispersion des coûts de modification observée sur l'ensemble des modifications analysées s'étend donc, de manière générale, sur 2 décades. Les bénéfices sûreté (numérateurs de l'IES) des mêmes modifications s'étendent, pour leur part, selon les lots de modifications, sur 4 à 5 décades. Cet ordre de grandeur de dispersion se retrouve, au final, sur la dispersion des IES (de 1 à 10⁻⁵).

Il est difficile de tirer des conclusions générales de ces données : d'une part les échantillons de modifications analysées ne sont pas nécessairement représentatifs des lots de modifications, d'autre part la nature technique et le périmètre des futures modifications peuvent être très différents.

Toutefois, dans un objectif de hiérarchisation des modifications, l'IRSN observe que le coût des modifications « sûreté » est, d'une manière générale sur les échantillons présentés, peu discriminant, la dispersion des coûts autour de la valeur moyenne d'un lot étant faible. C'est le bénéfice sûreté, dont les valeurs couvrent une plus grande plage (4 à 5 décades), qui a le plus de poids dans la hiérarchisation.

1.1.2.3.2. Mise en perspective des ordres de grandeur des coûts

Indépendamment du bénéfice sur la sûreté que produisent les modifications, l'appréciation qualitative de leur coût est difficile, ces coûts s'échelonnant de plusieurs milliers à plusieurs millions d'euros pour une tranche. Ces montants, qui peuvent être considérables dans l'absolu, doivent être relativisés et comparés à des valeurs repères pour être appréciés.

Compte tenu des éléments dont dispose l'IRSN, cette mise en perspective des coûts de modifications est réalisée, à titre d'exercice, d'une part par rapport au coût des installations auxquelles s'appliquent les modifications, d'autre part à la valeur que génèrent ces installations (plus exactement, à la valeur perdue en cas de non-production).

Une autre mise en perspective intéressante serait de comparer ces coûts de modifications aux coûts de maintenance, mais pour lesquels l'IRSN ne dispose pas de données. On peut toutefois signaler, à titre indicatif, qu'Électricité de France a indiqué, dans le cadre d'une visite de surveillance, que le coût d'une visite complète d'une pompe du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) est de l'ordre de 60 k€ sur site, et de 150 k€ en atelier chaud.

Ces éléments n'ont qu'une valeur informative, sans incidence sur la démarche « coût-bénéfice », et ont pour seul but d'illustrer, au-delà du coût économique brut, le coût relatif des modifications mises en œuvre.

Ainsi, dans le Tableau 4 - 2 qui suit, les coûts des modifications sont donc considérés par rapport à deux valeurs repères :

- le prix d'une journée d'indisponibilité fortuite : 1000 k€ (*valeur retenue à titre d'illustration par l'IRSN*) ;
- le prix d'une tranche neuve : environ 1,5 Md € (tous paliers confondus) selon la note [4_2]. Pour l'EPR, ce montant est d'environ 3,3 Md €.

Ce tableau reprend les données issues du Tableau 4 - 1 pour comparer les coûts annoncés par Électricité de France aux deux valeurs repères susmentionnées :

Tableau 4 - 2 Coût relatif des modifications / tranche

Libellé Modification	coût direct d'implantation / tr. (k€)	rapport coût direct / 1j indispo [1]	rapport [1] exprimé en jours-heures	rapport coût modif / prix tr. (%)
Lot VD3 900 (24 modifications)				
*Modification chaîne PMC CPY	1658	1.66	1j 16h	0.111%
*Diminution impact radiologique échangeurs REN CPY	135	0.14	3h	0.009%
*Extension modification purification à gros débit	736	0.74	18h	0.049%
*Mise en place calorifuges démontables	204	0.20	5h	0.014%
Réévaluation sismique du Bugey	23500	23.50	23j 12h	1.567%
Risque explosion (GNU Tricastin)	33	0.03	1h	0.002%
H&U : exutoire de pression U5 en situation H1.2	12	0.01	0h	0.001%
RTGV (automatisme ASG, abaissement consigne)	879	0.88	21h	0.059%
Abaissement tarage SEBIM à basse température	358	0.36	9h	0.024%
Risque incendie dans locaux W401-402-431 (CPY)	55	0.05	1h	0.004%
Projectiles émis par grands vents : SEC Blayais	61	0.06	1h	0.004%
Projectiles émis par grands vents : aéros diesel	291	0.29	7h	0.019%
Amélioration étanchéité traversées sensibles - CPY	157	0.16	4h	0.010%
- CP0	403	0.40	10h	0.027%
Renforcement liaison TAM/virole – CPY	374	0.37	9h	0.025%
Évolution ébulliomètre	82	0.08	2h	0.005%
Classement sismique chaîne KRT-REN-APG	418	0.42	10h	0.028%
Doublement information activité enceinte en SdC	10	0.01	0h	0.001%
Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque H2	109	0.11	3h	0.007%
Recalibrage diaphragme U5 Bugey	30	0.03	1h	0.002%
Fiabilisation ouverture soupapes SEBIM pressuriseur	428	0.43	10h	0.029%
Instrumentation détection percée cuve (corium)	145	0.14	3h	0.010%
Relèvement seuil tarage soupapes RIS-BP - CPY	2	0	0h	0.000%
- CP0	10	0.01	0h	0.001%
Arrêt auto GMPP sur haute température palier – CP0	310	0.31	7h	0.021%
Modification logique protection diesels (MDTE de site)	106	0.11	3h	0.007%
Lot VD2 900 (13 modifications)				
Farley Tihange – suppression RIS 127-287 VP	108	0.11	3h	0.007%
Farley Tihange – protection RIS BC/BF	729	0.73	18h	0.049%
Amélioration fiabilité LLS	193	0.19	5h	0.013%
Remplacement orifices RCV par vanne réglante	672	0.67	16h	0.045%
Suivi capacité thermique SEC/RRI	251	0.25	6h	0.017%
Présence d'air tuyauteries RIS/EAS	659	0.66	16h	0.044%
Redondance fonctionnelle ASG	260	0.26	6h	0.017%
Éclissage permanent GUS	33	0.03	1h	0.002%
Amélioration du DVS	24	0.02	1h	0.002%
Modification piquages RIS/EAS/RRA	552	0.55	13h	0.037%
Diversification disjoncteurs d'AAR	95	0.09	2h	0.006%
Isolement auto décharge sur haute température	192	0.19	5h	0.013%
Protection GMPP sur très haut débit fuite au joint n°1	77	0.07	2h	0.005%
Lot VD2 1300 (17 modifications)				
*Optimisation purification CPP à gros débit	868	0.69	21 h	0.058%
*Amélioration performances chaîne PMC	2459	2.46	2 j 11 h	0.164%
* Mise sous vide CPP au redémarrage	502	0.50	12 h	0.033%
Appoint auto pour passage en recirculation puisards	95	0.09	2 h	0.006%
Disponibilité des TAC	219	0.22	5 h	0.015%
Mise en service du LLS – Réalimentation pompe de test	558	0.56	13 h	0.037%
Modification logique ASG (RTGV)	390	0.39	9 h	0.026%
Classement sismique chaînes KRT-REN-APG	678	0.68	16 h	0.045%
Éclissage permanent des GUS	44	0.04	1 h	0.003%
Exutoire de pression U5 en situation H1.2	68	0.07	2 h	0.005%
Installation recombinés H2 dans le BR	919	0.92	22 h	0.061%
Remplacement événements cuve et pressuriseur (Kérotest)	191	0.19	5 h	0.013%
Amélioration contrôle-commande ligne décharge RCV	208	0.21	5 h	0.014%
Évolution définitive de l'ébulliomètre	322	0.32	8 h	0.021%
Non défiabilisation de la fonction RRA	87	0.09	2 h	0.006%
Remplacement vannes HT diesels	142	0.14	3 h	0.009%
Mise en service RIS-EAS par TPL	67	0.07	2 h	0.004%

Les modifications présentées ne constituant qu'un échantillon des lots concernés, aucune conclusion quant au coût relatif global de chaque lot n'est possible.

1.1.2.3.3. Analyse des coûts d'implantation hors dosimétrie

Dans le cadre de l'exercice mené sur les modifications des différents lots, Électricité de France a transmis, pour chaque modification, un coût de réalisation global. Comme précisé ultérieurement, le poste « coût de réalisation » évalué par Électricité de France couvre principalement les postes « études », « approvisionnements » et « prestations », auxquels peuvent s'ajouter le cas échéant d'autres postes annexes tels que « maintenance », « déchets » ou « formation ». Par ailleurs, Électricité de France ne souhaite pas détailler les coûts des différents postes pour raison de confidentialité ([4_15]) et précise que l'instruction associée à la méthode « coût-bénéfice » ne nécessite pas de disposer de ces détails de manière exhaustive.

Coûts directs d'implantation (études ; approvisionnements / prestation) hors dosimétrie

En réponse au questionnaire [4_14], Électricité de France a indiqué ([4_7]) que les coûts directs d'implantation (hors dosimétrie) sont évalués, de manière centralisée, par un service « Achats » dédié, soit par analogie avec des affaires similaires déjà traitées, soit par consultation préliminaire de fournisseurs sur la base des exigences techniques retenues.

Lorsque les études menées permettent de circonscrire précisément le contour technique de la modification, le chiffrage de ce poste peut être réalisé avec un faible taux d'incertitude. Compte tenu en effet de l'important retour d'expérience d'Électricité de France en matière de contrats de modifications (sûreté ou autres), et du remontage a posteriori des différents coûts, Électricité de France a estimé, lors de la réunion technique du 15 février 2007, l'incertitude à associer au chiffrage des coûts directs d'implantation en phase projet de l'ordre de 10 à 30 % selon les projets. Cette valeur d'incertitude a peu d'incidence sur l'ordre de grandeur final de l'IES.

Coût d'ingénierie : études de conception, gestion administrative des contrats ...

Dès lors qu'une modification implique des interventions techniques (installation ou modification d'équipements, recours à des prestataires...), l'effet palier rend généralement négligeables les coûts d'études dans le coût direct d'implantation : le volume d'études étant peu sensible au nombre de tranches concernées, ces coûts d'études, ramenés à une tranche, sont d'autant plus faibles que le nombre de tranche est important.

Cependant, dans le cas d'études nécessitant de particulariser chaque site (par exemple dans le cas de réévaluations sismiques), ou nécessitant des travaux importants en recherche et développement (réalisation de boucles d'essais...), ce poste de coût peut être significatif et doit à ce titre faire l'objet d'une évaluation distincte.

Par ailleurs, le coût d'une modification liée à la seule évolution du référentiel (cas non traité dans les évaluations transmises par Électricité de France) sera essentiellement composé, pour ce qui concerne les coûts directs d'implantation, par les coûts d'études et de mise à jour documentaire (STE, EP...). Dans le cadre des réexamens de sûreté, il peut toutefois être considéré que ces actions relèvent du projet « réexamen » lui-même.

Enfin, lorsqu'une modification déjà étudiée sur un palier est déployée sur un autre palier, les coûts d'études affectés précédemment ne sont pas reconduits si aucune étude nouvelle importante n'est nécessaire.

Coûts d'approvisionnements des matériels, de prestations et de travaux

Hormis dans le cas de modifications de référentiel comme évoqué précédemment, ce poste est systématique et constitue généralement le poste de coût prédominant, étant directement lié d'une part au volume de travaux à réaliser et aux équipements à acquérir, d'autre part au nombre de tranches concernées. L'évaluation la plus fine possible de ce poste doit donc être réalisée.

Cas des modifications transposées d'un palier à un autre

L'incidence, dans le coût direct d'implantation, des différents postes est observée sur certaines modifications similaires, en termes d'objectif de sûreté, à travers différents lots de modifications :

- *Exutoire de pression U5 en situation H1.2* : Électricité de France explique la différence de coûts par palier (68 k€/tranche en VD2 1300 ; 12 k€/tranche en VD3 900) par le fait que les études support ont été menées lors du réexamen VD2 1300, et imputées à ce titre sur ce lot de modifications. Le coût d'études sur le palier 900 MWe est ainsi sensiblement réduit.
- *Évolution du logiciel ébulliomètre* (322 k€/tr. en VD2 1300 ; 82 k€/tr. en VD3 900) et *Modification de la logique ASG* (390 k€/tr. en VD2 1300 ; 888 k€/tr. en VD3 900): la différence de coûts de ces modifications d'un palier à l'autre est liée d'une part aux architectures de contrôle-commande différentes, d'autre part au contour différent des deux modifications sur chaque palier.

Autres coûts (documentation - programmes de maintenance - déchets - formation - définition des essais périodiques - prolongation d'arrêt de tranche)

Dans sa réponse [4_7] au questionnaire [4_14], Électricité de France indique que ces coûts n'ont pas fait l'objet d'une évaluation particulière :

- concernant les coûts de mise à jour de la documentation (RGE et non RGE), un coût forfaitaire est appliqué à chaque dossier de modification : cette forfaitisation est justifiée par le fait d'une part que les modifications ont en règle générale un impact documentaire circonscrit, d'autre part que les documents d'exploitation sont généralement impactés une seule fois par l'ensemble des modifications du lot, lors de la diffusion des documents à l'état PTD. Dans ce cadre, un coût de mise à jour affecté à l'ensemble du lot de modifications est considéré, l'imputation par modification étant forfaitisée ;
- concernant les autres postes (maintenance, déchets, formation...), un questionnement préliminaire est réalisé pour déterminer s'ils ont un impact significatif. Dans le cadre de l'exercice d'application aux différents lots, aucune modification ne présente de particularité susceptible de laisser penser que ces postes auraient une valorisation non négligeable dans le coût final d'implantation.

Ainsi, Électricité de France procédera à la valorisation de ces postes au cas par cas, dès lors qu'ils sont estimés non négligeables dans le coût global de réalisation.

Coût de production lié au « retard » pris sur l'arrêt de tranche

Parmi les évaluations réalisées par Électricité de France, aucune modification ne fait intervenir ce poste de coût.

Compte tenu de la très forte contribution de la disponibilité dans les coûts de possession (de l'ordre de 1000 k€/j), la valorisation des coûts de prolongation d'arrêt de tranche peut influencer très fortement sur l'IES d'une modification. Cependant, l'appréciation, en phase préliminaire, de l'incidence de l'implantation d'une modification particulière sur le programme d'arrêt de tranche est difficile, notamment lorsque ni le lot de modifications ni le détail des travaux ne sont définis. De plus, l'impact réel d'une modification sur la durée d'un arrêt est également lié à des aléas indépendants de cette modification, pouvant survenir sur le chemin critique de l'arrêt.

Conclusion relative aux postes de coûts d'implantation hors dosimétrie

Sur la base des évaluations de coûts présentées par Électricité de France, l'IRSN observe que les coûts directs d'implantation hors dosimétrie sont, généralement, exclusivement constitués par les postes « études » et « approvisionnements - prestations », les autres postes identifiés dans la note de démarche n'intervenant pas, ou de manière négligeable, dans l'élaboration des coûts directs d'implantation.

Bien que ne disposant pas du chiffrage détaillé des différents postes participant au coût direct d'implantation (hors dosimétrie), l'IRSN considère que la démarche mise en œuvre par Électricité de France permet d'identifier et d'évaluer, dès la phase préliminaire, les postes de coûts prépondérants dans la valorisation du coût global d'implantation. D'une manière générale, l'IRSN convient que ces postes sont les postes « approvisionnements et prestations ».

Par ailleurs, l'IRSN signale que l'analyse critique des évaluations de coûts réalisées par Électricité de France est en dehors de son périmètre d'étude. L'IRSN ne formule donc aucun avis sur la validité et la cohérence de ces coûts.

1.1.2.3.4. Impact de la dosimétrie liée à l'implantation des modifications

Parmi les 54 modifications présentées par Électricité de France, incluant les modifications « performance », 14 présentent un coût dosimétrique lié aux interventions, significatif et quantifié par Électricité de France. Le « surcoût » dosimétrique de ces modifications est en règle générale inférieur à 5 % du coût d'implantation, hormis pour les 3 modifications suivantes :

- VD3 900 - diminution de l'impact radiologique des échangeurs REN CPY (modification « performance ») : la part « dosimétrie » représente 21 % du coût d'implantation de la modification ;
- VD3 900 - extension de la modification de purification à grand débit (modification « performance ») : la part « dosimétrie » représente 13 % du coût d'implantation de la modification ;
- VD2 900 - remplacement des 3 lignes du RCV à orifices par 1 ligne à vanne réglante : la part « dosimétrie » représente 11 % du coût d'implantation de la modification.

Ces 3 modifications sont toutefois motivées, directement ou non, par une réduction du coût dosimétrique en exploitation.

Ainsi, en règle générale, lorsqu'un poste de coût dosimétrique existe pour une modification, sa participation n'excède pas 10, voire 20 %, du coût direct d'implantation : ce poste, bien que deuxième en valeur après les postes « études - approvisionnements - travaux », n'est donc pas de nature à modifier significativement l'IES d'une modification.

L'appréciation au cas par cas des postes de coûts les plus importants peut cependant révéler des exceptions. Ainsi, dans la note [4_8] relative à l'évaluation dosimétrique du chantier d'épaississement du radier des réacteurs de Fessenheim (modification non présentée dans les notes d'évaluation Électricité de France), Électricité de France estimait à environ 280 H.mSv par tranche la dosimétrie liée aux travaux, soit un coût financier de 504 k€ par tranche. Bien que le coût de réalisation ne soit pas évalué par Électricité de France, le poste de coût dosimétrique semble, dans ce cas, contribuer de manière très importante au coût direct d'implantation.

Enfin, il convient de signaler que l'évaluation préalable du coût dosimétrique, moyenné pour une modification sur l'ensemble des tranches concernées, est entachée d'une forte incertitude, l'état radiologique des installations pouvant être d'une part très différent d'une tranche à l'autre, d'autre part sujet à une forte variabilité dans le temps. Ainsi, il n'est pas rare de reporter, lors de certains arrêts de tranches, des interventions initialement programmées, du fait d'une dosimétrie constatée plus forte qu'attendue. Cela a été le cas, par exemple, lors des modifications des piquages sensibles du circuit primaire. Les valeurs dosimétriques évaluées préliminairement peuvent également être réduites par les exploitants, moyennant la mise en œuvre de parades adéquates dont le coût se substitue alors aux coûts dosimétriques.

Conclusion relative aux coûts dosimétriques liés à l'implantation des modifications

Sur la base de ces éléments, l'IRSN observe que le coût lié à la dosimétrie générée par l'implantation des modifications n'est pas, en règle générale, déterminant dans l'estimation du coût d'implantation d'une modification au regard des autres postes (études, achats et prestations), et n'en affecte pas l'ordre de grandeur. Sa valorisation n'est toutefois pas négligeable, et justifie de ce fait, tel qu'Électricité de France le pratique, une évaluation distincte.

1.1.2.3.5. Analyse des coûts et gains d'exploitation

Évaluation des coûts d'exploitation

Dans le cadre de l'exercice mené sur les modifications des lots VD2 900, VD2 1300 et VD3 900, Électricité de France n'a pas jugé nécessaire d'évaluer les coûts générés par l'exploitation des modifications, contrairement aux gains d'exploitation.

On peut en effet considérer que la plupart des modifications analysées présente un coût d'exploitation soit négligeable au regard des autres postes de coût (coûts d'implantation, gains d'exploitation), soit nul du fait :

- de la substitution des nouveaux coûts générés par l'exploitation des modifications aux coûts antérieurement engagés ;
- de l'absence d'évolution notable des pratiques d'exploitation susceptibles d'en modifier le coût.

Impact du gain en disponibilité

Parmi les 54 modifications présentées par Électricité de France, 11 permettent d'escompter un gain de disponibilité (« gain Kd») lié à la réduction soit de certaines activités d'exploitation (et donc des indisponibilités programmées), soit des indisponibilités fortuites générées en application des STE.

Compte tenu de la valorisation associée à 1 jour d'indisponibilité intégré sur 10 ans (période de valorisation retenue par Électricité de France), chaque heure d'indisponibilité évitée correspond, par tranche et sur 10 ans, à un gain d'environ **300 k€**.

Le gain associé à la réduction d'une heure d'indisponibilité est ainsi du même ordre de grandeur que le coût moyen d'implantation des modifications par tranche. Cela signifie, en règle générale, que les modifications à vocation « sûreté » permettant de surcroît une réduction des durées d'indisponibilités, fortuites ou programmées, conduisent pour la plupart à afficher un coût de possession (coût d'implantation diminué des gains d'exploitation attendus) négatif.

Le Tableau 4 - 3 illustre cette tendance, modifications « performance » exclues :

Tableau 4 - 3 Illustration de l'impact du gain en disponibilité

modification	coût total d'implantation palier (k€) (coût modif + dosi)	ordre de grandeur du gain Kd attendu (h / a.r.)	Gain Kd pour le palier (k€)	Gains Kd seuls pris en compte		
				coût de possession (coût total - Kd)	coût direct d'implantation / tranche	coût de possession / tranche
VD2 900 - Farley Tihange – Suppression des vannes RIS 127-287 VP	3031	8 <i>(fortuit)</i>	46080	-43049	108	-1537
VD2 900 - Farley Tihange – Protection RIS BC/BF	20418	8 <i>(fortuit)</i>	46080	-25662	729	-917
VD2 900 - Amélioration fiabilité LLS	5402	4 <i>(fortuit)</i>	22300	-16898	193	-604
VD2 900 - Remplacement orifices RCV par vanne réglante	18829	4 <i>(fortuit)</i>	21600	-2771	672	-99
VD2 900 - Suivi capacité thermique SEC/RRI	7035	1 <i>(fortuit)</i>	8170	-1135	251	-41
VD2 900 - Modification piquages RIS-EAS-RRA	15451	2 <i>(fortuit)</i>	14000	1451	552	52
VD2 1300 - Remplacement événements cuve et pressuriseur (vannes Kérotest)	3813	3 <i>(progr.)</i>	12639	-8826	191	-441
VD2 1300 - Remplacement vannes HT diesels	2833	2 <i>(fortuit)</i>	12078	-9245	142	-462

Parmi ces 8 modifications à dominante « sûreté », les gains générés par la seule amélioration de la disponibilité (les gains « maintenance » et « dosimétrie » ne sont pas considérés) conduisent à un coût de possession négatif pour 7 d'entre elles. Concernant la 8^{ème} modification (piquages RIS-EAS-RRA), le coût de réalisation reste positif, mais passe de 552 k€/tranche (coût direct d'implantation) à 52 k€/tranche (coût global de possession).

Ainsi, malgré des gains attendus de disponibilité faibles (de 1 à 8 h/a.r.) au regard des temps de fonctionnement des réacteurs, leur valorisation conduit à des coûts de possession négatifs ou très faibles. Compte tenu de la valorisation associée à un jour d'arrêt programmé ou fortuit, ce poste, dès lors qu'il existe, est donc prépondérant dans l'appréciation du coût global de possession d'une modification.

Les gains (ou pertes) de disponibilité, même s'ils sont faibles en terme horaire, ont donc une très forte incidence sur le coût global de possession des modifications : lorsqu'il s'agit de gains de disponibilité, ils peuvent rendre « rentables » (IES > 1) les modifications concernées.

Inversement, le gain escompté d'une modification « performance » peut être fortement réduit voire négatif si son exploitation génère un incident.

Par ailleurs, deux catégories de gains de disponibilité se distinguent. En effet, si des modifications (généralement « performance ») visent à accroître la disponibilité en améliorant certains processus (amélioration des chaînes PMC, mise sous vide du CPP au redémarrage), d'autres modifications visent à réduire l'occurrence d'événements survenant de manière fortuite et isolée sur le parc et nécessitant soit un repli de tranche, soit une prolongation d'arrêt de tranche. C'est par exemple le cas pour les modifications « amélioration de la fiabilité du LLS » ou « remplacement des événements cuve et pressuriseur ». Pour ces dernières, l'évaluation du gain de disponibilité, fondée sur l'examen du retour d'expérience, peut être associée à une incertitude significative. En effet, si l'impact des indisponibilités concernées peut aisément être évalué en termes d'heures de production perdues, le nombre d'événements survenus peut être faible, ou très dispersé dans le temps ou selon les installations, ce qui rend difficile son appréciation.

Impact des gains en maintenance et en dosimétrie en exploitation

Parmi les 54 modifications présentées par Électricité de France, 5 présentent un gain lié à la réduction de la maintenance. Les gains, calculés par tranche et par cycle, sont valorisés sur une période de 10 ans.

Ces gains sont en règle générale faibles en valeur absolue (de 17 à 40 k€ par tranche et par cycle pour les modifications concernées). Leur valeur relative peut en revanche être importante selon le coût de réalisation de la modification.

Par ailleurs, la réduction des activités de maintenance peut être accompagnée d'une réduction de la dosimétrie en exploitation dès lors que les opérations de maintenance concernées sont réalisées en zone contrôlée, nécessitent la manipulation d'éléments radioactifs (tirs radiographiques, traitement de résines contaminées...) ou visent à réduire la dosimétrie collective (cas de la modification de purification à grand débit du circuit primaire).

Ainsi, parmi les modifications présentées par Électricité de France, toutes les modifications retenues affichant un gain « maintenance » permettent conjointement un gain dosimétrique :

- l'amélioration des traversées sensibles CPY et CP0 ;
- l'optimisation de la purification à grand débit du circuit primaire ;
- la modification des piquages RIS-EAS-RRR ;

- le remplacement des lignes RCV à orifices par une ligne à vanne réglante ;
- la suppression des vannes RIS 127-128 VP (REX Farley Tihange).

Si l'on exclut les modifications « performance » dont la vocation est de réduire la dosimétrie en exploitation (diminution de l'impact radiologique des échangeurs REN CPY, mise sous vide du CPP, optimisation de la purification à grand débit...), les gains dosimétriques en exploitation sont financièrement inférieurs aux gains liés à la réduction de la maintenance et très inférieurs aux gains de disponibilité.

A titre d'exemple, 3 modifications du lot VD2 1300 à dominante « sûreté » illustrent cette hiérarchisation des gains :

Modification	coût total d'implantation palier (k€)	Gains attendus (k€)			TOTAL gains
		disponibilité (% sur total gains)	maintenance (% sur total gains)	dosimétrie (% sur total gains)	
Farley Tihange - Suppression des vannes RIS 127-287 VP	3 031	46 080 (84 %)	8 120 (15 %)	770 (1 %)	54 970
Remplacement orifices RCV par vanne réglante	18 829	21 600 (85 %)	2 842 (11 %)	986 (4 %)	25 428
Modification piquages RIS-EAS-RRA	15 451	14 000 (94 %)	792 (5 %)	57 (1 %)	14 849

Concernant les deux premières modifications, le total des gains attendus est supérieur aux coûts d'implantation. Concernant la troisième modification, les gains attendus compensent à 96 % les coûts d'implantation.

Pour ces 3 modifications, le total des gains attendus est composé, en ordre de grandeur :

- à 90 % de gains « disponibilité » ;
- à 10 % de gains « maintenance » ;
- de façon résiduelle (quelques pourcents) par les gains « dosimétrie ».

Ainsi, hors modifications « performance », les gains dosimétriques en exploitation sont généralement liés à une réduction de la maintenance (« moins de maintenance = moins de dosimétrie »).

Autres coûts ou gains d'exploitation

Électricité de France a identifié d'autres postes de coûts (ou gains) d'exploitation tels que :

- le coût des pièces de rechange et de leur stockage ;
- le coût de traitement des déchets générés ou évités en exploitation ;
- l'impact sur la durée de vie des tranches : évolution du nombre de sollicitations de la cuve ou du nombre de transitoires pris en compte dans la comptabilisation des situations ;

mais n'a présenté aucun exemple d'évaluation où figurent de tels coûts.

En effet, hors cas particulier, ces coûts sont :

- soit inexistants (peu de modifications ont par exemple une incidence quantifiable sur les sollicitations de la chaudière et in fine sur la durée de vie de l'installation) ;

- soit négligeables en regard des autres postes de coûts ou de gains (disponibilité, dosimétrie...).

L'IRSN considère donc que la valorisation de ces coûts peut être réalisée au cas par cas : Électricité de France devra apprécier la pertinence de leur évaluation au fur et à mesure de la définition de chaque modification, selon leur incidence sur le coût global de possession.

Conclusion relative aux gains d'exploitation en disponibilité, maintenance et dosimétrie

Les éléments qui précèdent montrent que les gains en disponibilité sont très nettement prédominants parmi les différentes sources de gains : la quasi-totalité des modifications conduisant à réduire les indisponibilités, même dans une faible mesure, présente un coût de possession négatif, autrement dit un IES fixé conventionnellement « supérieur à 1 » par Électricité de France.

Les gains en maintenance et en dosimétrie, pour leur part, contribuent à compenser les coûts d'implantation des modifications dans une proportion significativement plus faible. Ils ne suffisent généralement pas en tout cas à justifier à eux seuls l'implantation de modifications d'un point de vue économique. Une incidence forte des gains dosimétriques, dans le cadre d'une modification de coût d'implantation « moyen » (de l'ordre de 250 k€/tranche), équivaldrait à une réduction de la dosimétrie de 16 H.mSv/a.r. sur une période de 10 ans.

Toutefois, à la différence du poste « disponibilité » lorsqu'il concerne la réduction d'événements fortuits, les gains liés à la maintenance et à la réduction de dosimétrie sont généralement associés à des activités récurrentes et programmées. Pour les modifications permettant de générer de tels gains, leur estimation s'avère donc plus simple que pour les gains de disponibilité, avec une incertitude plus faible.

Même si la valorisation des gains en dosimétrie et en maintenance est en règle générale sensiblement inférieure aux gains de disponibilité, ce poste reste important et nécessite, au même titre que le poste « disponibilité », une évaluation précise et réaliste.

1.1.2.3.6. Incidence de l'évaluation des coûts d'implantation et des gains d'exploitation

Les analyses précédentes montrent que l'exploitation de certaines modifications génère des gains financiers. Comme cela a été indiqué, une forte incertitude pèse, en phase préliminaire, sur l'évaluation des gains, en particulier en termes de disponibilité. Il convient en effet de rappeler que, pour ce qui concerne les modifications visant à réduire les occurrences isolées d'événements impactant la disponibilité des tranches, par repli ou par prolongation des durées d'arrêt, l'évaluation des gains de disponibilité attendus est fondée sur l'analyse du retour d'expérience. Le caractère isolé et non récurrent de certains événements, associé quelquefois à des pratiques d'exploitation propres à certains sites, rend difficile une estimation fiable des gains futurs, et supporte alors une incertitude importante liée à la forte dispersion des événements considérés.

Toutefois, la valeur relative de ces gains par rapport aux coûts d'implantation peut nécessiter de les évaluer précisément, dès lors qu'ils tendent à annuler le coût de possession global.

En effet, compte tenu du calcul de l'IES fondé sur le rapport :

$$IES = B \times \frac{1}{C} \quad \text{avec : } \begin{array}{l} B : \text{bénéfice sûreté (en €)} \\ C : \text{coût global de la modification (en €)} \end{array}$$

et avec : $C = C_i + C_e$ C_i : coût direct d'implantation
 C_e : coût d'exploitation (négatif si gain financier)

Si le coût d'exploitation (C_e) est négatif, sa valeur relative par rapport au coût d'implantation (C_i) peut avoir une très forte incidence sur l'IES, dès lors que C_e tend à compenser C_i (le coût global C tend vers 0).

Cette sensibilité peut s'illustrer par l'exemple suivant, relatif à la modification VD2 900 « suivi capacité thermique SEC/RRI », réalisée sur le palier CPY :

- le coût global d'implantation de la modification sur les 28 tranches est estimé à 7035 k€ ;
- la réduction des indisponibilités fortuites est estimée à 1,4 h/a.r. et par tranche. Sur une période de 10 ans, ce gain d'exploitation est valorisé 8167 k€ ;
- le coût global de possession est donc négatif : -1132 k€ pour le palier CPY.

Cette modification est donc retenue par Électricité de France, malgré une valorisation du bénéfice sûreté la plus faible parmi les modifications VD2 900 analysées (le numérateur IES est de $8,66 \cdot 10^{-2}$ selon la note [4_4]).

Le Tableau 4 - 4 montre, pour cette même modification, que l'évaluation préliminaire des gains en exploitation, générés par les réductions attendues d'indisponibilités fortuites, a une très forte incidence sur l'IES finalement calculé : dès lors que le coût de possession devient positif ($IES < 1$), une différence d'appréciation des gains horaires de disponibilité de 20 % (de 1 à 1,2 h /a.r., soit un écart de 12 minutes), fait varier l'IES d'un facteur 35.

Tableau 4 - 4 Illustration de la sensibilité du gain en disponibilité aux hypothèses

disponibilités fortuites évitées	gain Kd (k€ sur palier)	coût total possession (k€ sur palier)	IES retenu
1,4 h / a.r.	8167	-1132	>1
1,3 h / a.r.	7583	-548	>1
1,2 h / a.r.	7000	35	$2.5 \cdot 10^{-3}$
1,1 h / a.r.	6417	618	$1.4 \cdot 10^{-4}$
1,0 h / a.r.	5833	1202	$7.2 \cdot 10^{-5}$

La Figure 4 - 3 illustre pour cette modification, à travers le rapport $[1/C]$, l'incidence sur l'IES de l'incertitude affectant l'évaluation du gain horaire de disponibilité :

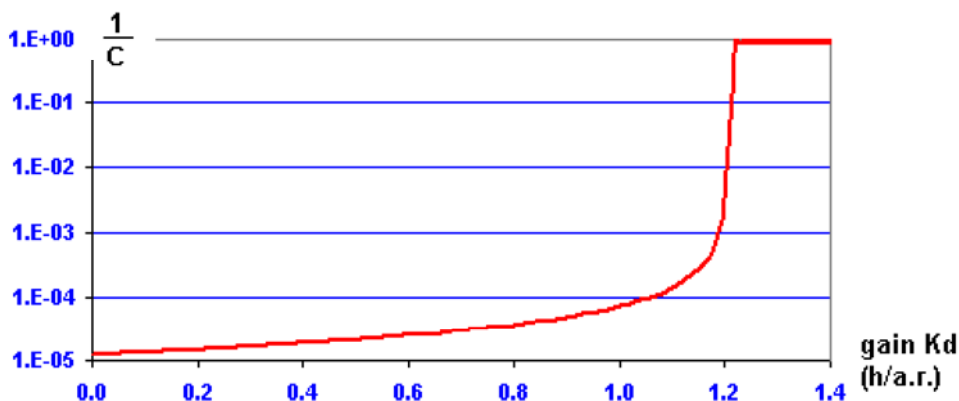


Figure 4 - 3 Incidence de l'incertitude affectant le gain en Kd sur l'IES

Ce phénomène de sensibilité de l'IES à l'incertitude de l'appréciation des gains est d'autant plus important que le coût d'implantation est faible.

Ainsi, l'IRSN considère qu'une attention particulière doit être portée aux modifications dont le coût de possession est significativement sensible aux hypothèses émises. C'est notamment le cas lorsque les gains d'exploitation tendent à compenser les coûts d'implantation, l'ordre de grandeur de l'IES pouvant alors varier, dans certains cas particuliers, de plusieurs décades en réaction à une faible variation des hypothèses de gain, en particulier lorsque le coût d'implantation de la modification est « faible ».

1.1.2.4. Conclusions de l'analyse de l'IRSN

L'IRSN estime que la liste des postes de coûts établie par Électricité de France, tant pour les coûts d'implantation que pour les coûts d'exploitation, couvre la plupart des coûts susceptibles d'entrer dans le coût global d'une modification, depuis sa conception et sa réalisation jusqu'à son exploitation.

Il se dégage de l'analyse des évaluations coût-bénéfice présentées par Électricité de France des tendances, notamment en termes d'ordres de grandeur ou de prépondérance de certains postes de coûts. Ainsi, l'analyse des évaluations coût-bénéfice de l'échantillon de modifications issues des lots VD2 900, VD2 1300 et VD3 900 montre que certains postes de coût participent de manière prépondérante au coût global. Les autres postes n'ont pas, sauf cas particulier, d'incidence notable sur ce coût global. Aussi, compte tenu des incertitudes à associer aux évaluations en phase préliminaire, l'estimation fine et exhaustive de tous les postes de coûts n'a que peu d'intérêt.

Parmi les postes constituant le coût d'implantation des modifications matérielles, le coût contractuel lié à l'achat de matériels et de prestations est généralement prédominant. Les autres postes de coûts peuvent, selon les cas, augmenter le coût total d'implantation, mais sans en modifier l'ordre de grandeur.

Aucune modification analysée n'a justifié l'évaluation des coûts liés à leur exploitation. En effet, ceux-ci sont soit négligeables au regard des autres postes, soit nuls en l'absence d'évolution notable des pratiques d'exploitation.

En revanche, les gains d'exploitation, lorsqu'ils existent, participent de manière significative au coût global de possession des modifications, leur caractère récurrent amplifiant significativement leur valeur. D'une manière générale, les postes intervenant de manière prépondérante dans les gains d'exploitation sont ceux liés à l'indisponibilité, et dans une moindre mesure ceux liés à la maintenance et à la dosimétrie. Les incertitudes associées à ces postes sont toutefois importantes. Leur incidence sur le coût global de possession est à apprécier relativement à leur coût d'implantation : la sensibilité de l'IES sera d'autant plus grande que les gains d'exploitation tendent à compenser les coûts d'implantation.

L'IRSN considère donc acceptable la démarche d'Électricité de France relative à une évaluation des postes de coûts au cas par cas, selon les spécificités de chaque modification et l'incidence attendue sur le coût global de possession.

Dans l'analyse précédente, plusieurs cas ont illustré une forte sensibilité du coût global de possession de la modification aux hypothèses considérées. C'est notamment le cas lorsqu'une modification a une forte incidence sur la disponibilité, ou lorsque les gains d'exploitation tendent à compenser les coûts d'implantation. Il a ainsi été constaté qu'une faible variation des hypothèses initiales pouvait changer l'ordre de grandeur de l'IES, voire, dans certains cas particuliers, le modifier de plusieurs décades. Cette observation est particulièrement importante dans un processus de hiérarchisation, où la considération des valeurs « brutes » des IES hors incertitudes peut induire un classement inapproprié.

Compte tenu de la sensibilité importante de l'IES aux valorisations des différents postes de coûts, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France présente, pour les postes participant de façon prépondérante au coût global de possession de la modification examinée, les hypothèses retenues et les incertitudes associées et tienne compte de ces incertitudes dans l'application de la démarche coût-bénéfice.

Pour ce qui concerne la valorisation des jours d'indisponibilité, l'IRSN considère que la valorisation associée à un jour d'indisponibilité fortuite ne prend pas en compte l'ensemble des coûts liés au caractère fortuit du repli du réacteur.

L'IRSN estime donc nécessaire qu'Électricité de France réévalue le coût d'un jour d'indisponibilité fortuite pour prendre en compte :

- d'une part les coûts directs liés aux conséquences économiques d'un repli de réacteur ;
- d'autre part les effets indirects potentiels d'un repli notamment sur la sûreté de l'installation et du réseau.

I.2. COÛTS DOSIMÉTRIQUES

L'IRSN indique en préambule que ce paragraphe, initialement dédié à la valorisation monétaire des doses, lorsqu'elles sont induites par la mise en oeuvre d'une modification, traite également de la valorisation monétaire des doses en situations incidentelle et d'accident grave, les propositions d'Électricité de France ayant été établies de manière cohérente sur le sujet.

I.2.1. PROPOSITION D'ÉLECTRICITE DE FRANCE

Électricité de France préconise, dans le dossier initial (note en référence [4_1]), l'emploi des valeurs suivantes, que ce soit pour la dosimétrie du chantier nécessaire à la mise en place de la modification (évaluation des coûts des modifications) ou pour l'évaluation du bénéfice sûreté quand le critère considéré est « *les doses ou risque de doses prise par les exploitants ou la population en situation normale ou incidentelle (hors accident grave)* ».

Plage de dose (mSv/an)	« Coût » (k€ / hXsv)
0 - 10	650
10 - 16	1300
16 - 20	1800

Électricité de France précise que la valorisation des doses est volontairement forte, dans un but incitatif à la réduction de celles-ci.

Pour la dosimétrie, Électricité de France applique un taux d'actualisation de 4 % (et non 8 % comme pour les données économiques courantes (nota : l'avis de l'IRSN quant aux taux d'actualisation à retenir est présenté au chapitre 4. II.3).

Par ailleurs, Électricité de France utilise, pour les rejets consécutifs à une fusion du cœur, une valeur de 2000 € par h x rem (on rappelle que 1 Sv équivaut à 100 rem). Cette valeur a été établie à partir de la valeur de 2000 \$/h.rem, qui est celle retenue par la NRC en 1997 (valeur donnée en euros pour compenser l'inflation).

I.2.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN a tout d'abord demandé à Électricité de France de justifier les valeurs de coût de l'homme.sievert indiquées dans le tableau sus mentionné.

Electricité de France retient de fait une approche analogue à celle pratiquée par le National Radiological Protection Board (NRPB - UK), en augmentant le facteur de conversion avec la dose (voir chapitre 3).

En pratique, Electricité de France utilise la formule générale suivante fondée sur les travaux du CEPN (cf. note en référence [4_22]), eux-mêmes inspiré des pratiques du NRPB :

$$\alpha_{ref}(d) = \alpha_{base} \left(\frac{d}{d_0} \right)^a$$

avec :

- $\alpha_{ref}(d)$, la valeur monétaire de l'homme.sievert pour le niveau d'exposition d
- α_{base} , la valeur monétaire de base de l'homme.sievert
- d_0 , la borne inférieure de la plage de dose individuelle à partir de laquelle le phénomène d'aversion est applicable

- d , le niveau d'exposition annuel individuel
- a , le coefficient représentant le degré d'aversion ($a=0$ pour $d < d_0$ et $a > 0$ pour $d > d_0$).

Électricité de France a retenu les valeurs suivantes pour les paramètres dans la formule du CEPN :

- $\alpha_{base} = 20 \text{ k€}/\text{h.Sv}$ (soit aussi $200 \text{ €}/\text{h.rem}$, soit une valeur de base environ 10 fois moindre que la valeur NRC) ; cette valeur est dérivée du PNB annuel/habitant
- $d_0 = 1 \text{ mSv}$
- $a = 1,5$ (les facteurs d'aversion au risque proposés par le CEPN dans sa note varient entre 1,2 et 1,7 ; elles sont issues d'une recherche bibliographique et d'une enquête de type « révélation des préférences » - voir le chapitre 3).

Pour simplifier les études coût-bénéfice, trois plages de doses individuelles moyennes annuelles ont été retenues. Les valeurs monétaires de l'homme.sievert arrondies correspondantes ont ainsi été reportées dans le tableau suivant :

Plage de dose (mSv/an)	« Coût » (k€ / hXSv)
0 - 10	650
10 - 16	1300
16 - 20	1800

Electricité de France ajoute que la formule (du CEPN) s'applique normalement pour optimiser les dispositions à prendre lors des interventions et que la valorisation de l'homme.sievert est volontairement très forte (notamment par la prise en compte d'un facteur d'aversion à la dose de 1,5) pour inciter les actions visant à réduire la dosimétrie des interventions. Cette aversion à la dose traduit le fait que l'on cherche particulièrement à réduire les doses des personnes les plus exposées (celles qui prennent annuellement des doses proches des 20 mSv) de préférence à celles des personnes peu ou pas exposées donc loin des limites réglementaires.

Electricité de France précise que « *la méthode proposée est la seule méthode qui propose une distinction entre d'une part, une situation normale ou des rejets sans accident et d'autre part, un accident grave. Le facteur de conversion monétaire est beaucoup plus élevé dans le premier cas. Electricité de France accorde, donc, plus d'importance aux doses provenant des événements autres que les accidents graves tandis que les autres méthodes étudiées ne font pas de différences.* »

Par ailleurs, afin de maximiser ce poste de coût, il a été systématiquement considéré que la dose du chantier était prise par une seule et même personne, et non répartie sur une équipe.

L'IRSN note que ces valeurs situent la valorisation adoptée par électricité de France entre 3 et 9 fois la valeur NRC de $2000 \text{ \$}/\text{h.rem}$ (du fait de la prise en compte d'une forte aversion à la dose, souhaitée par électricité de France, et bien que la valeur de base α_{base} soit plus faible). La Figure 4 - 4 donne des éléments de comparaison avec les pratiques internationales, montrant qu'elles semblent en effet plutôt majorantes.

Partant de ce constat, l'IRSN a souligné, au cours de l'instruction technique, qu'Électricité de France utilise, pour les rejets consécutifs à une fusion du cœur, une valeur de 2000 € par $\text{h} \times \text{rem}$, alors que,

pour les rejets hors fusion du cœur, il considère une formule basée sur les travaux du CEPN, et donnant, pour des valeurs de doses élevées, un coût 9 fois plus élevé que le coût retenu pour les rejets avec fusion du cœur.

L'IRSN a indiqué qu'il estimait qu'il devait y avoir cohérence entre les valeurs employées dans les différentes « échelles » sûreté, si l'on souhaite juger de manière équitable l'ensemble des modifications étudiées. Ceci n'empêche d'ailleurs pas de mettre l'accent, par exemple lors d'une visite décennale, sur les modifications plus spécifiques à l'un des enjeux sûreté.

Après discussion, et pour ce qui concerne le coût de l'homme-Sievert, Électricité de France a finalement proposé d'utiliser (cf. note en référence [4_12]), dans une mise à jour de la méthode, de manière générale (rejets en situation accidentelle, rejets consécutifs à une fusion du cœur) la valeur de 2000 euros par h.rem analogue à celle utilisée par la NRC (note en référence [4_24]) et internationalement admise ; plus exactement, Electricité de France adopte la valeur unique de 2000 \$/h.rem, transposée au cas français à 2000 €/h.rem (compte tenu du taux de change €/ \$ et de l'inflation).

L'utilisation de la formule fondée sur les travaux du CEPN est quant à elle limitée à l'évaluation de coûts dosimétriques évités ou pris en phase d'exploitation normale et en phase chantier lors de l'implantation de la modification.

Electricité de France a indiqué (cf. note en cf. note en référence [4_12]) que la définition d'un « seuil » de 10^{-1} sur la valeur de l'IES l'oblige à considérer des valorisations différentes, suivant que l'on inclut les doses dans le bénéfice sûreté (doses en accident) ou dans les coûts (doses en phase chantier ou en exploitation normale). En effet, il lui apparaît nécessaire qu'une modification « neutre », c'est-à-dire dont le coût dosimétrique de chantier (facteur de valorisation inférieur ou égal à 18 000 €/h.rem) est exactement compensé par le gain dosimétrique (actualisé sur la durée de vie résiduelle de la tranche et valorisé à 2 000 €/h.rem, en dehors de tout autre impact sûreté ou coût), soit à la limite d'être retenue ou non. C'est bien le cas puisque pour une modification « neutre » : $B/C \geq 2000/18\,000 = 0,11 \cdot 10^{-1}$.

L'IRSN juge quelque peu erroné ce calcul dans la mesure où, pour les modifications dont l'impact est de nature dosimétrique, le bénéfice est également estimé en utilisant les coefficients de dose définis dans le tableau précédent (coefficient en exploitation). Pour un même niveau de dose, gagné et perdu, l'IES peut alors varier entre $650/1800=0,4$ et $1800/650=2,8$ (selon les niveaux de dose à considérer dans le bénéfice et dans le coût), soit une valeur toujours supérieure à 10^{-1} .

Néanmoins, compte tenu du fait :

- qu'Électricité de France et l'IRSN ont convenu qu'il n'était pas souhaitable de mettre sur une échelle commune les modifications de type sûreté et les modifications de type radioprotection (voir chapitre 4.II.4.2) ;
- que l'impact des valeurs retenues sur le coût des modifications est somme toute limité (voir chapitre 4.II.4.1.1) ;

et eu égard à la mise en perspective des valeurs retenues par rapport à l'état de l'art international, l'IRSN considère que les valeurs proposées par Électricité de France pour ce qui concerne la valorisation monétaire de l'homme-Sievert sont acceptables.

II. ÉVALUATION DES BÉNÉFICES POUR LA SÛRETÉ

II.1. RAPPEL DES DEMANDES FORMULÉES PAR L'ASN

Dans la lettre en référence [4_1] , l'ASN formule les demandes suivantes :

« *Le bénéfice pour la sûreté des modifications est évalué à partir de quatre critères :*

- *l'influence sur le risque de fusion du cœur (EPS de niveau 1) ;*
- *l'influence sur le risque de rejets radioactifs de type "S3" (rejets tardifs filtrés compatibles avec les Plans Particuliers d'Intervention) ;*
- *l'influence sur le risque de rejets radioactifs de type "S1" (rejets importants précoces) ;*
- *les expositions ou risques d'exposition des exploitants ou de la population hors accident grave.*

Quatre échelles sont ainsi définies pour évaluer les bénéfices pour la sûreté des modifications et des facteurs de correspondance ont été établis entre ces échelles afin de placer l'ensemble des modifications sur un même diagramme coût-bénéfice.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur le positionnement respectif de ces quatre échelles et sur la valorisation des modifications qui cumulent des bénéfices pour la sûreté sur différentes échelles de sûreté. »

Dans ce chapitre, l'IRSN donne ainsi un avis sur :

- la pertinence des critères retenus par Électricité de France (quatre échelles) pour évaluer l'impact sûreté ;
- l'évaluation des conséquences sanitaires et économiques pour chacune des échelles ;
- le positionnement respectif des échelles.

Pour ces deux derniers points, l'analyse consiste en particulier à évaluer les justifications apportées par Électricité de France quant aux correspondances proposées, basées notamment sur des évaluations économiques des conséquences des accidents réalisées à l'étranger, et à en tirer des conclusions quant à la validité même de la démarche proposée et aux incertitudes à lui associer.

A cet égard, l'IRSN présente, à titre d'éclairage, les résultats d'une étude prospective qu'il a menée en support à l'analyse et visant à évaluer les conséquences économiques d'un accident grave de type S1 ou S3.

II.2. ANALYSE DE LA PERTINENCE DES CRITÈRES RETENUS (4 ECHELLES)

Électricité de France considère que l'enjeu sûreté peut être évalué à partir de plusieurs critères :

- l'influence sur le risque de fusion du cœur ;
- l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S3 » (rejets tardifs filtrés, « compatibles » avec la mise en place des Plans Particuliers d'Intervention) ;
- l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S1 » (rejets importants précoces) ;
- les doses, ou le risque de doses, prises par les exploitants ou la population (en exploitation normale ou situation incidentelle, hors accident grave).

L'IRSN a tout d'abord demandé à Électricité de France de préciser les critères « fusion du cœur », S1 et S3 et notamment l'emploi exclusif ou non de ces critères.

Électricité de France a alors apporté les précisions suivantes.

Le critère « fusion du cœur » est utilisé quand la modification a pour but de réduire l'occurrence de scénarios menant à la fusion du cœur (par exemple : fiabilisation des diesels, isolement automatique de la décharge du RCV, diversification des disjoncteurs d'AAR) ; Électricité de France a alors recours à une EPS de niveau 1 pour évaluer les modifications destinées à réduire la fréquence d'une fusion du cœur.

Les critères S1 et S3 sont utilisés pour des modifications destinées à réduire les rejets en cas d'accidents graves (modification des boulons du TAM, modification de la capacité de décharge d'U5 sur Bugey ...). Ces modifications n'ont en général pas d'impact sur le risque de fusion du cœur et ne peuvent donc pas être évaluées par le premier critère. Électricité de France a alors recours à une EPS de niveau 2 (lorsqu'elle est disponible) pour évaluer les modifications destinées à réduire les conséquences d'une fusion du cœur.

Électricité de France ajoute que le critère utilisé avec les EPS de niveau 1 dans l'approche Coût-Bénéfice qui est celui de « fusion du cœur » ne préjuge pas des suites possibles de l'accident, celui ci peut n'avoir aucune conséquence radiologique significative dans l'environnement ou générer un rejet de type S1 ou S3. Néanmoins, quand les scénarios (de l'EPS de niveau 1) impactés par la modification sont considérés comme aboutissant à coup sûr à une fusion du cœur avec perte de confinement (dilution hétérogène, V-LoCa), c'est finalement le critère S1 qui est utilisé.

L'IRSN s'est ensuite intéressé à d'autres critères ou bénéfices sûreté qu'il serait judicieux de retenir.

Conséquences économiques d'un accident « maîtrisé »

Lors de l'instruction technique, l'IRSN a souligné qu'Électricité de France ne retenait pas, parmi les conséquences considérées dans le cadre de la méthode « coût-bénéfice », les conséquences économiques d'un incident « maîtrisé » (tel que le « passage en gavé ouvert », une « surpression à froid de la cuve sans fusion du cœur », une « RTGV sans fusion du cœur avec rejets à l'extérieur » (pour ce dernier accident, seul l'aspect dosimétrique est retenu)). Pour l'IRSN, les conséquences économiques d'un accident, même s'il n'a pas entraîné la fusion du cœur, peuvent être importantes (perte de production, fermeture d'une ou plusieurs tranches, coût médiatique ...). Citons par exemple l'incident récent de Forsmark qui a entraîné l'arrêt de plusieurs réacteurs non directement affectés par l'incident. Ainsi, l'IRSN estime que les conséquences économiques d'un incident « maîtrisé » doivent être considérées, si nécessaire, dans le cadre de l'application de la méthode « coût-bénéfice » et a demandé à Électricité de France (cf. questionnaire en référence [4_19]) de proposer une modalité pour leur prise en compte.

Dans la note en référence [4_10], Électricité de France, sur la base d'exemples (modifications réduisant le risque de passage en Gavé ouvert, de surpression à froid, de débordement des générateurs de vapeur ; incident de Forsmark), considère que « *les conséquences économiques d'un incident maîtrisé sont faibles devant celles de l'accident menant à la fusion du cœur ou à des rejets ou devant le prix de la modification et ne sont pas de nature à influencer sensiblement sur les rapports IES des modifications sujettes à débat* ». Elles n'ont donc pas été considérées.

L'argumentaire développé par Électricité de France, pour le premier exemple (modification réduisant le risque de passage en gavé ouvert), était le suivant :

« Sur le palier 900 (en gestion parité MOX), la fréquence de passage en gavé ouvert (GO) est estimée à $6,3 \cdot 10^5/a.r.$ et celle de fusion du cœur liée à un passage en GO est estimée à $1,4 \cdot 10^7/a.r.$

Une modification qui réduirait complètement le risque de passage en gavé ouvert et, ipso facto, le risque de fusion du cœur associé (pour une tranche ayant une durée de vie résiduelle de 10 ans) serait jugée pertinente au vu de la démarche coût-bénéfice si son IES était supérieur à 10^{-1} ou si son coût était inférieur à $10 \times 7.2 \times 1,4 \cdot 10^7 \times 6.3 \text{ Md€}$, soit 63,5 k€ et serait jugée non pertinente au vu de l'approche coût-bénéfice si son IES était inférieur à 10^{-2} ou si son coût était supérieur à $100 \times 7.2 \times 1,4 \cdot 10^7 \times 6.3 \text{ Md€}$, soit 635 k€ [voir chapitre suivant pour les justifications des valeurs de 6.3 Md€, et des « seuils » de 10^{-1} et 10^{-2}].

Un passage en gavé ouvert (sans fusion du cœur) induirait une indisponibilité de tranche pour décontaminer l'ensemble des matériels aspergés et un coût de remise en état éventuel de certains matériels. Nous considérons que ce coût est assimilable à N jours d'indisponibilité (raisonnablement, on peut penser qu'une indisponibilité d'une semaine est un ordre de grandeur plutôt enveloppe). Le gain financier apporté par la modification est alors estimé à $5 \times 6,3 \cdot 10^5 \times N \text{ M€}$, soit $315 \times N \text{ €}$.

Les modifications qui sont susceptibles de ne pas être retenues au vu de la démarche C/BS sont celles dont l'IES est voisin de 10^{-2} ou inférieur. Ce sont des modifications qui ont un coût global de possession de la modification de l'ordre de 635 k€ ou plus (pour le bénéfice sûreté escompté).

Pour que la prise en compte de l'impact positif lié à la réduction du coût de remise en état de la tranche suite à un passage en gavé ouvert puisse avoir un impact significatif sur la décision de retenir ou non ce type de modification, il faut que ce coût ait un impact significatif sur le coût global de possession, par exemple que son coût global de possession soit réduit d'un facteur 2 ou que $315 \times N$ soit de l'ordre de 635/2 k€, soit encore $N > 1000$.

Il n'est pas vraisemblable que la durée d'indisponibilité de la tranche pour remise en état soit supérieure à 1000 jours ou que le coût de remise en état de la tranche suite à un passage en gavé ouvert (sans fusion du cœur) soit supérieur à 700 M€. »

Pour ce qui concerne une modification réduisant le risque de débordement des générateurs de vapeur, pour lequel seul l'aspect dosimétrique est considéré, l'argumentaire d'Électricité de France était le suivant :

« Le risque de débordement des générateurs de vapeur est estimé à environ 10^5 par an et par tranche. Soit C le coût de remise en état de la tranche (contrôle du CSP, réparation éventuelle de celui-ci, indisponibilité de tranche ...) après un débordement n'ayant pas entraîné de fusion du cœur, le gain économique apporté par la modification (hors gain sur le risque de fusion du cœur ou de ruine du CSP) valorisé sur 10 ans est donc de l'ordre de $7,2 \times 10^5 \times C$.

Le coût de la modification est estimé à 880 k€ par tranche. Pour avoir une incidence significative sur l'IES de la modification, il faudrait par exemple réduire d'un facteur 2 le coût global de possession. Il faudrait donc que $7,2 \times 10^5 \times C$ soit de l'ordre de 440 k€ ou plus soit C de l'ordre de 6,1 Md€ ou plus.

Nota : La fréquence de débordement est en cours de réévaluation suite au GP VD3, même en prenant une valeur majorée d'un facteur 10, on arriverait à un coût de remise en état du CSP de 610 M€ pour que ce dernier puisse impacter significativement le rapport IES de la modification.

Il est certain que le coût d'une remise en état du CSP après débordement d'un générateur de vapeur est très inférieur à cette valeur. La non prise en compte de ce coût n'a donc aucune incidence sur l'estimation de l'IES de la modification. »

Néanmoins, Électricité de France ajoutait, dans la note en référence [4_10] que, de manière générale, et bien qu'aucun cas n'ait été observé, il n'est pas totalement exclu d'envisager des modifications qui permettraient de réduire significativement le coût de remise en état d'une installation après un incident ou un accident ou la fréquence de cet incident ou accident. Le coût ainsi évité pourrait éventuellement ne pas être négligeable devant le coût de la modification, il doit alors être pris en compte en déduction du coût de la modification. Pour traiter cette éventualité, des recommandations pourront être ajoutées dans la note de méthode.

Ce point a de nouveau été évoqué lors de la réunion technique du 18 janvier (cf. compte rendu en référence [4_20]). L'IRSN a alors souligné que, dans ses exemples, Électricité de France a considéré que les coûts consécutifs à un accident maîtrisé étaient assimilables à « N » jours d'indisponibilité (pour raisons techniques), et que, avec cette hypothèse, il est logique d'arriver à la conclusion que les conséquences économiques d'un accident maîtrisé sont faibles en regard de celles d'un accident menant à la fusion du cœur.

L'IRSN considère qu'il conviendrait de tenir compte de l'impact médiatique et politique, et que les conséquences économiques peuvent s'avérer très importantes (beaucoup plus importantes que celles induites par les journées d'indisponibilité pour raison technique). Il ne s'agit bien évidemment pas de prendre en compte l'ensemble des accidents maîtrisés possibles (ce qui n'est d'ailleurs guère envisageable) pour chaque modification considérée, mais de tenir compte de cet aspect au cas par cas. Électricité de France a souligné qu'il est très difficile de prendre en compte ce type d'impact, même s'il n'en conteste pas l'intérêt. Il a de plus indiqué que, pour les exemples considérés, le rapport entre la fréquence de passage dans l'état intermédiaire maîtrisé (par exemple fréquence de passage en gavé ouvert) et la fréquence de fusion du cœur inhérente (fréquence de fusion du cœur lié à un passage en gavé ouvert dans l'exemple considéré) est de l'ordre de 100, et que, pour cette valeur, la prise en compte d'aspects médiatiques ne modifierait pas sa conclusion, à savoir que les conséquences de l'accident maîtrisé sont faibles devant celles de l'accident menant à la fusion du cœur.

En revanche, Électricité de France a indiqué que la méthode demandera aux utilisateurs de vérifier, au cas par cas, si les conséquences économiques d'un accident maîtrisé doivent être prises en compte dans l'évaluation du bénéfice apporté par la modification, les coûts liés à l'aspect médiatique, le rapport entre la fréquence de passage dans l'état intermédiaire maîtrisé et la fréquence de fusion du cœur inhérente pouvant être utilisé en tant qu'élément discriminant. Il fera une proposition à cet égard.

L'IRSN estime nécessaire que, pour la mise à jour de la méthode coût-bénéfice en vue de son utilisation lors des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France prenne en compte, si nécessaire, les conséquences économiques des accidents maîtrisés pour **établir le bénéfice sûreté apporté par les modifications considérées.**

Par ailleurs, l'IRSN a indiqué, au cours de l'instruction, qu'il considère que, pour résoudre un problème donné, il est préférable de mettre en œuvre des modifications de type prévention de la fusion du cœur

plutôt que des modifications de type mitigation. Il a souligné à cet égard que la méthode proposée par Électricité de France ne permet pas de mettre en avant ce principe.

Sur ce point, Électricité de France a indiqué que l'on pourrait, qualitativement, donner un « bonus » aux modifications de type prévention, mais qu'il peut également, dans certaines situations, être plus intéressant de faire appel à une certaine diversification (prévention, limitation des conséquences).

De l'intérêt d'affiner les catégories de rejets

L'IRSN a tout d'abord rappelé que, pour ce qui concerne le terme source S3, si les deux scénarios envisagés (ouverture de U5 ou percement du radier) paraissent équivalents vis-à-vis des rejets à court terme (pendant les 48 premières heures), ils ne sont pas équivalents pour les conséquences à long terme. Ainsi, l'IRSN a interrogé Électricité de France sur la suffisance du découpage en quatre « conséquences » possibles et sur l'intérêt à considérer davantage de conséquences.

Électricité de France a tout d'abord apporté la réponse suivante [4_9] : *Il est exact que les conséquences à long terme d'un rejet via U5 et d'un rejet via la percée du radier peuvent différer. Toutefois, les évaluations de conséquences radiologiques à long terme (dans le référentiel « 4 voies - 50 ans ») montrent que les doses long terme sont sensiblement inférieures aux doses court terme. Les rejets U5 et « percée du radier » en termes de doses globales ne sont donc peut être pas fondamentalement différents en ordre de grandeur. Par ailleurs, dans le chiffrage du rejet S3, nous avons estimé que les impacts économiques (PIB, remplacement anticipé du parc ...) étaient prépondérants devant les effets sanitaires. Il n'y a donc pas lieu sous peine de complexifier considérablement les analyses de différencier les deux conséquences. »*

Néanmoins, après discussion complémentaire avec l'IRSN (cf. note en référence [4_15]) Électricité de France a indiqué qu'il avait engagé, dans le cadre de l'EPS 2 1300, un travail de caractérisation plus fine des catégories de rejets conformément aux évolutions du référentiel accidents graves, différenciant les scénarios menant à une rupture du confinement par percée du radier de ceux menant à une rupture du confinement par ouverture du filtre U5. Seront dans ce cadre également évaluées les fréquences des scénarios de type S4 (fuites naturelles de l'enceinte à 24 heures). Au final seront quantifiés a minima les scénarios de types S1, S3 « percée du radier », S3 « ouverture d'U5 » et S4. Électricité de France souligne que ces évolutions sont de nature à permettre d'évaluer plus finement les bénéfices sûreté et de répondre aux demandes formulées par l'IRSN quant à la nécessité d'une meilleure caractérisation des rejets pour une application de type Coût-bénéfice.

L'IRSN estime satisfaisante dans le principe la proposition de l'exploitant consistant à effectuer une meilleure caractérisation des rejets. Il considère que la nouvelle caractérisation proposée par Électricité de France est un complément minimal à la méthode coût-bénéfice, le nombre de catégories de rejets devant toutefois rester compatible avec une utilisation simple de l'outil coût-bénéfice. Ce point est abordé plus en détail dans le chapitre 6. Il (utilisation des EPS de niveau 2).

Autres impacts sûreté

Électricité de France, dans la note en référence [4_2], mentionne qu'« *il est possible que certains impacts sur la sûreté ne puissent pas être quantifiés ou directement reliés aux 4 critères retenus pour l'évaluation quantitative* ».

Interrogé sur ce point, Électricité de France a souligné que, parfois, il peut s'avérer très délicat de quantifier le bénéfice sûreté attendu, par exemple parce que les impacts de la modification sont réellement multiples et qu'il n'est pas aisé de tous les peser (exemple aspects SOH (socio-organisationnel et humain) forts) ou alors parce que la modification est envisagée pour faire face à une agression externe non modélisée dans l'EPS et pour laquelle il n'est pas possible, dans les délais impartis pour l'analyse, d'évaluer de façon quantitative avec un modèle EPS, le bénéfice sûreté.

L'on peut alors essayer de positionner la modification dans la liste hiérarchisée en la jugeant, par avis d'experts, plus ou moins intéressante que telle ou telle autre modification (exemple ébulliomètre par rapport à RTGV).

Pour ce qui concerne les déchets, Électricité de France a indiqué que le coût de gestion des déchets générés par un chantier, s'ils ne sont pas négligeables, sont pris en compte dans le coût de la modification, ceux générés ou évités en exploitation normale sont pris en compte dans les coûts d'exploitation (maintenance par exemple).

De manière générale, lorsque des impacts non quantifiés sont à prendre en compte, ils doivent néanmoins faire l'objet de présentation et de discussion. La méthode demande alors de caractériser de la façon la plus précise possible ces impacts et de quantifier, par ailleurs, les autres paramètres coûts et bénéfice sûreté pour aboutir à une estimation de l'IES de la modification et, au moment de la décision, de retenir ou non cette modification en prenant en compte ces éléments non quantifiés ou insuffisamment caractérisés. Lorsque le bénéfice sûreté d'une modification ne peut vraiment pas être quantifié, même de façon approchée, alors la décision est prise sur d'autres critères, notamment déterministes. Néanmoins, la raison de cette impossibilité totale de quantification doit être clairement identifiée et justifiée (une modification n'ayant aucun impact sûreté évaluable n'induit en règle générale pas de bénéfice sûreté significatif...).

L'IRSN n'a pas de remarques particulières à formuler. Il convient néanmoins de se reporter au chapitre 6 pour ce qui concerne l'appréciation des aspects déterministes non valorisés dans les EPS, et au chapitre 7 pour l'utilisation la démarche coût-bénéfice dans une démarche décisionnelle globale.

Notion de « rentabilité » d'une modification - Risque résiduel

L'IRSN souligne que, pour la stratégie de traitement d'un problème de sûreté, Électricité de France introduit, dans la note de méthode en référence [4_2] (voir chapitre 2.VI), la notion de modification « rentable » .

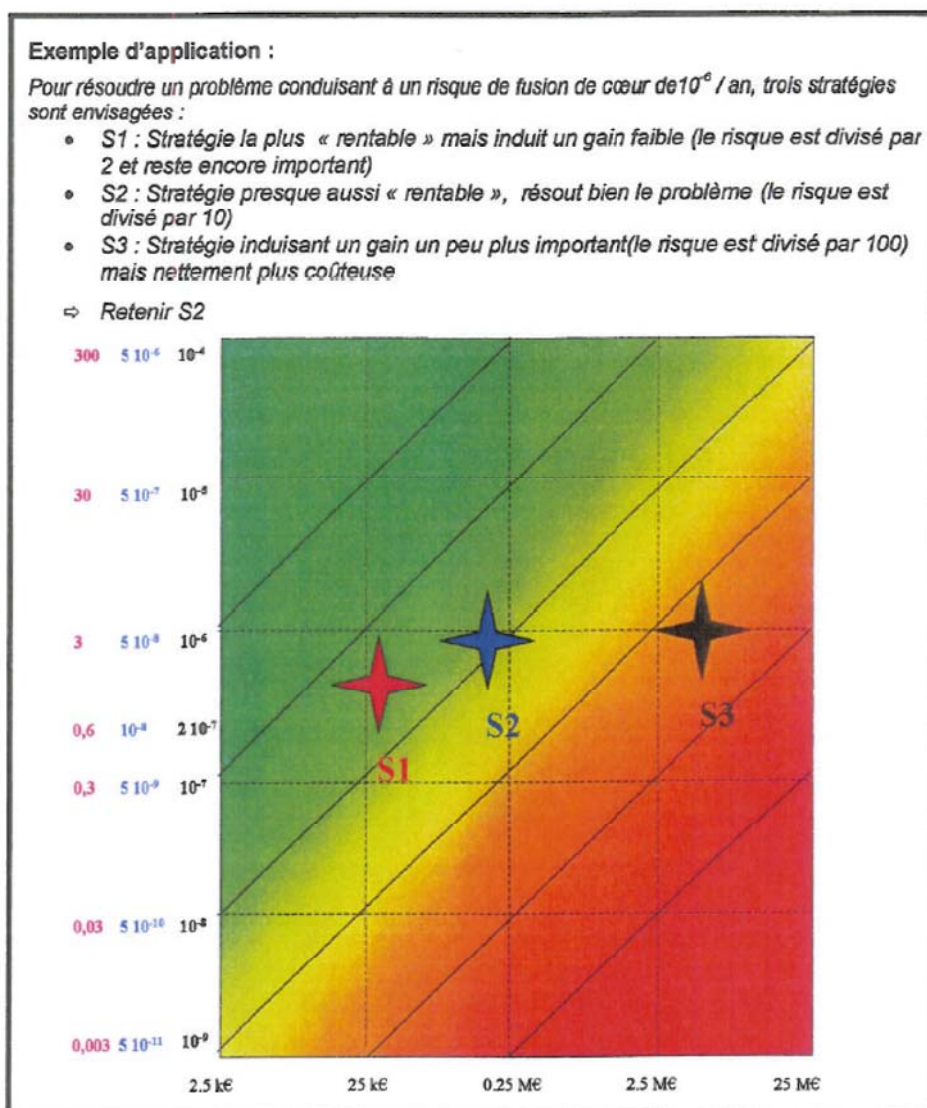
Ainsi, lorsque, pour traiter un problème, Électricité de France a le choix entre plusieurs stratégies, il préconise la démarche suivante :

- dans le cas où les stratégies seraient incompatibles :
 - évaluer chaque stratégie avec les critères du chapitre précédent ;
 - retenir celle qui présente le meilleur rapport coût/bénéfice si tant est qu'elle soit jugée suffisamment « rentable » et qu'elle induise un gain en sûreté (si c'est l'objectif recherché) jugé suffisant ;
- dans le cas où les stratégies seraient compatibles, voire complémentaires :

par exemple pour réduire un risque, on peut mettre en oeuvre les évolutions E1, E2 ou E3 ou deux des trois évolutions voire les trois à la fois :

- on évalue individuellement chaque stratégie pour ne retenir que celles qui ont une « rentabilité » suffisante, par exemple E1 et E2 ;
- on évalue alors la pertinence de faire les deux évolutions simultanément et on compare les trois stratégies E1 seule, E2 seule, E1 et E2 ensembles pour retenir celle qui a le meilleur rapport coût/bénéfice.

Électricité de France présente ainsi l'exemple suivant (voir diagramme ci-après) : alors que pour résoudre un problème de sûreté, 3 stratégies sont à sa disposition, il ne retient finalement pas la modification qui présente l'IES le plus élevé, mais celle qui présente un IES intermédiaire, car la mise en oeuvre de la modification qui présente l'IES maximal ne suffirait pas à réduire le risque à une valeur « acceptable ».



Au cours des discussions techniques, l'IRSN a demandé à Électricité de France de préciser cette notion de rentabilité (ce n'est pas la modification qui présente le meilleur IES qui est finalement retenue). Électricité de France a apporté les éléments suivants.

« En règle générale, le degré de rentabilité d'une stratégie est le rapport entre ce qu'elle va rapporter sur ce qu'elle coûte (investissement). Ici, c'est le rapport entre le bénéfice sûreté sur le coût global de possession de la modification ; il est directement mesuré par l'IES. Dans une démarche d'optimisation purement économique (maximisation du bien être de la société ou d'une collectivité), une stratégie est rentable si son ratio Bénéfice / coût est supérieur à 1. C'est ce qui est pratiqué dans les démarches coût bénéfice.

Ici on ne recherche pas l'optimisation globale des ressources et l'on accepte des modifications dont l'IES est inférieur à 1.

Dans l'exemple considéré 5 (voir diagramme ci avant), la stratégie 1 est considérée comme la plus rentable (meilleur ES). Toutefois, elle ne résout que partiellement le problème de sûreté posé (le risque résiduel est jugé encore important). C'est pourquoi il est proposé de retenir la stratégie 2 qui réduit le risque à une valeur acceptable tout en ayant une rentabilité (ou IES) jugée acceptable.

Par exemple, soit une séquence fonctionnelle conduisant à un risque de fusion du cœur de $2 \cdot 10^6$, on peut réduire le risque par les stratégies suivantes :

- Stratégie 1 : une modification de conduite : coût 10 k€ par tranche, risque résiduel 10^6 ;
- Stratégie 2 : une modification matérielle : coût 50 k€ par tranche, risque résiduel 10^8 ;
- Stratégie 3 : une modification matérielle lourde : coût 200 k€ par tranche, risque résiduel 10^9 ;

Sur une période d'exploitation de 20 ans, les IES sont respectivement égaux à :

- Stratégie 1 : IES = 6,7 ;
- Stratégie 2 : IES = 2,7 ;
- Stratégie 3 : IES = 0,66.

La stratégie 1 a le meilleur IES, mais le risque résiduel après la mise en oeuvre de cette stratégie est jugé encore trop important (10^6). La stratégie 2 lui est préférée car le risque résiduel est jugé acceptable et son IES est jugé bon. La stratégie 3 réduit encore un peu plus le risque mais son IES est sensiblement plus mauvais que celui de la stratégie 2 ; elle n'est donc pas retenue. »

En résumé, si Électricité de France souligne que la notion de risque résiduel doit être prise en compte pour choisir entre plusieurs stratégies pour résoudre un problème de sûreté donné, il considère que la rentabilité d'une modification est mesurée par son IES et que la priorisation de modifications diverses au sein d'un lot doit s'effectuer en considérant les valeurs d'IES.

L'IRSN considère cette notion de « risque résiduel » tout à fait intéressante (et plus conforme à la pratique internationale, voir chapitre 3) et qu'il serait également intéressant de tenir compte de cette notion lorsqu'il s'agit d'établir des priorités au sein d'un lot de modifications potentielles traitant de différents problèmes de sûreté .

L'IRSN note par ailleurs que, lorsque plusieurs stratégies sont possibles pour résoudre un problème de sûreté, Électricité de France semble effectuer un choix dont les modalités échappent à l'Autorité de sûreté. L'IRSN reviendra sur ce point dans le chapitre 7.

II.3. ÉVALUATION DES CONSEQUENCES SANITAIRES ET ECONOMIQUES DES ACCIDENTS

II.3.1. PREMIERE EVALUATION PRESENTEE PAR EDF DANS LE DOSSIER INITIAL

Afin de pouvoir comparer des modifications induisant des gains en sûreté de nature diverse, Électricité de France a établi, dans la note en référence [4_1], une correspondance entre les quatre critères de sûreté retenus : risque de fusion du cœur, risque de rejets massifs et précoces (S1), risque de rejets tardifs et filtrés (S3), risque de rejets sans fusion du cœur.

Pour ce faire, Électricité de France a réalisé :

- une évaluation économique des conséquences de ces accidents à partir de données prises dans la littérature et a confronté cette évaluation et le calage des quatre critères entre eux par un examen des pratiques internationales ;
- une vérification de la pertinence du calage sur la « pratique décisionnelle » antérieure (VD2 900 et 1300) et sur le lot de modifications VD3 900 ;
- une évaluation de la cohérence des évaluations faites en VD3 900 et de la robustesse de la hiérarchisation des modifications aux variations du positionnement relatif des quatre critères.

II.3.1.1. Coût d'un accident grave basé sur une évaluation des conséquences de Tchernobyl (rejets type S1)

A la demande de l'AIEA, une évaluation « au plus juste et consensuelle » des conséquences de Tchernobyl a été réalisée par huit organisations internationales dépendantes de l'ONU. Ce rapport a été analysé par JC. Nénot de l'IRSN (cf. article en référence [4_25]). Électricité de France base ses évaluations sur cette analyse.

II.3.1.1.1. Coût des décès

L'accident de Tchernobyl a provoqué 4000 décès « sûrs » plus environ 1000 autres liés aux faibles doses (estimation issue de l'article en référence [4_25]).

Ce même accident en France entraînerait environ $5000 \times K^{11}$, soit 7500 décès. Le coût de ces décès est de l'ordre de 7,5 Md€ avec un coût de la vie humaine de 1 M€ (ordre de grandeur du coût de la vie humaine couramment utilisé à l'étranger et en France).

II.3.1.1.2. Coût des cancers et leucémies n'ayant pas entraîné de façon systématique un décès

A Tchernobyl, entre 4000 et 8000 enfants ont été atteints d'un cancer de la thyroïde. 2000 cancers ont été décelés parmi les liquidateurs et l'on peut estimer à 150 le nombre de cancers en excès parmi les 135 000 évacués dans la zone des 30 km, et 1500 cancers en excès parmi les 270 000 habitants des zones les plus contaminées. Le total est donc de l'ordre de 9500 cancers ou leucémies en excès (valeur majorante si l'on exclut les cancers qui entraîneront un décès déjà comptés au paragraphe précédent). L'extrapolation à la France donnerait $9500 \times K = 14000$, soit un coût de l'ordre de 7 Md€ avec un coût du cancer de 0.5 M€ (incluant pretium doloris et traumatisme psychologique).

¹¹ K : rapport des densités de population : $K = (6,22 \cdot 10^7 / 550000) / (4,77 \cdot 10^7 / 603000) = 1.42$ arrondi à 1,5

Il est possible qu'une partie de ce coût soit déjà comptée dans le paragraphe précédent (cancers ayant entraîné un décès répertorié).

II.3.1.1.3. Coût des doses

A Tchernobyl, environ 5 à 6 10^6 personnes ont pris ou vont prendre des doses de l'ordre de 20 mSv (estimation issue de la note en référence [4_25]), soit une dose cumulée de 10^8 H □ mSv. L'extrapolation à la France donne une dose de $10^8 \times K = 1.5 \cdot 10^8$ H □ mSv, soit un coût de l'ordre de 30 Md€ avec un coût de la dose de 2000 \$ / H □ rem (cf. note en référence [4_24]).

Il est possible qu'une partie de ce coût soit déjà comptée dans le chapitre précédent (doses ayant entraîné un cancer répertorié).

II.3.1.1.4. Impact sur le PIB

A Tchernobyl, 350 000 personnes ont été évacuées.

En France, 350 000 x K = 525 000 personnes auraient ainsi été évacuées.

La perte de PIB est évaluée à 525 000 x 25300 x 2 soit un coût de l'ordre de 26 Md€.

25300 € correspond au PIB en France par habitant (le PIB est considéré comme perdu pour les personnes évacuées et ce chiffre est doublé pour tenir compte de perte de PIB hors zone d'évacuation : restrictions d'accès, pertes de récoltes).

II.3.1.1.5. Perte de l'installation nucléaire

Électricité de France considère de façon majorante en moyenne 4 tranches devant s'arrêter sur le site et prend le prix à neuf pour prendre en compte le surcoût de démantèlement de la tranche accidentée.

Le prix est donc estimé à : 4 x 1.5 Md€, soit un coût de l'ordre de 6 Md€.

II.3.1.1.6. Impact sur le parc électronucléaire

Électricité de France considère qu'un accident grave avec un rejet de type S1 anticipe de 20 ans le remplacement du parc électronucléaire français.

Il suppose ici qu'un tel accident ne permettrait pas à Électricité de France d'exploiter ses tranches jusqu'à leur fin de vie et amènerait à anticiper les moyens de remplacements. Ces moyens sont estimés à I = 153 Md€ incluant (39 EPR de 1600 MWe à 2,44 Md€, 42,7 Md€ de démantèlement et 15,2 Md€ de sites).

Nota : Il est vraisemblable qu'après un tel accident le parc actuel ne serait pas remplacé par de l'EPR. Néanmoins, le calcul est fait ici avec un remplacement par de l'EPR, Électricité de France disposant de données et supposant que le coût de possession d'un parc non nucléaire type thermique gaz serait comparable en ordre de grandeur de coût.

En l'absence d'accident, l'investissement serait étalé entre 2020 et 2039.

En cas d'accident grave, Électricité de France considère que le remplacement du parc actuel serait engagé à partir de l'année de l'accident (s'il n'avait pas déjà été engagé) et que la vitesse de remplacement serait doublée.

L'impact sur le parc électronucléaire est donc fonction de la date de l'accident : il diminue au fur et à mesure que l'on se rapproche de la date de remplacement prévue et a fortiori de l'avancement du remplacement si celui-ci est déjà engagé.

Par exemple, un accident survenant en 2010 « coûterait » 39,5 Md€ en anticipation du remplacement du parc et 7,4 Md€ s'il survient en 2020.

Sur la période 2006 - 2015, le surcoût moyen du remplacement anticipé est de 38.4Md€. C'est ce surcoût qu'Électricité de France retient pour valoriser l'impact d'un accident grave entraînant un rejet de type S1.

II.3.1.1.7. Synthèse

Le coût global d'un accident grave avec un rejet de type S1 est estimé à 44.5 Md€ pour les coûts sanitaires et 71,4 Md€ pour les conséquences économiques, soit un total de 115 Md€.

Pour l'exercice VD3 900, le coût de l'accident grave entraînant un rejet de type S1 a été pris égal à 126 Md€ (augmentation de 10 %) pour couvrir d'autres impacts éventuels qui n'auraient pas été évalués.

II.3.1.1.8. Comparaison avec les estimations internationales

Le NUREG /BR-0184 en référence [4_24] évalue par ailleurs différents postes de coûts liés à un accident grave : doses prises par l'exploitant et le public à court et long terme, perte de bien sur le site (la tranche) et à l'extérieur du site, démantèlement anticipé... Les deux termes prépondérants sont les doses prises par le public (jusqu'à $26 \cdot 10^9$ \$), la perte de l'investissement (énergie de remplacement: 1010 \$ et nettoyage et décontamination : $1,3 \cdot 10^{10}$ \$). Électricité de France souligne que le total ($4,9 \cdot 10^{10}$ \$ maximum) est inférieur à l'estimation qu'il propose.

Ces coûts sont à comparer à ceux donnés dans la littérature internationale et cherchant à quantifier le coût d'un accident grave comme TMI ou Tchernobyl.

- Komanoff Energy Associates évalue le coût total de TMI à $130 \cdot 10^9$ Euros.
- Nucleonics Weeks évalue le coût total de Tchernobyl entre 20 et $320 \cdot 10^9$ Euros.
- Sørensen évalue le coût total de TMI à $40 \cdot 10^9$ Euros et celui de Tchernobyl à $600 \cdot 10^9$ Euros.
- Hohmeyer évalue le coût total de Tchernobyl à $900 \cdot 10^9$ Euros (estimation très forte due à une surestimation par rapport à la NRC des doses : 240 fois plus que l'estimation la plus pessimiste du NUREG BR/0184)
- Ewers et Rennings évaluent le coût total d'un accident majeur à $200 \cdot 10^9$ Euros.
- Le CEPN évalue le coût total d'un accident majeur entre 20 et $100 \cdot 10^9$ Euros (coût déduit du coût externe de l'accident grave dans le prix du kW/h en supposant la probabilité d'accident de l'ordre de 10^{-5} par an).

Ces estimations correspondent à un coût moyen d'un accident majeur égal à $150 \cdot 10^9$ Euros (valeur qui semble un peu forte à Électricité de France compte tenu des évaluations apparemment très majorantes de Sørensen et Hohmeyer) et confirment, selon Électricité de France, l'ordre de grandeur qu'il a retenu.

II.3.1.2. Rejets S3

Pour les rejets S3, Électricité de France considère que les doses sont environ 1000 fois plus faibles (rejets 100 fois plus faibles et contre-mesures du PPI permettant de réduire d'un facteur 10 les doses prises à court terme) et que les coûts sanitaires sont donc très nettement inférieurs.

Les impacts sur le PIB et le remplacement anticipé du parc sont considérés comme arbitrairement 15 fois plus faibles (valorisation vraisemblablement enveloppe : le nombre de personnes évacuées et surtout la durée des évacuations seraient largement plus faibles que dans le cas du rejet S1 et donc d'un coût vraisemblablement plus de 15 fois plus faible).

Les tranches voisines du site n'ont pas à être arrêtées et le coût d'arrêt de la tranche accidentée est compté dans le risque de fusion du cœur.

Le coût d'un rejet S3 est donc estimé à $(26 + 39) / 15$ Md€. Ce coût est « arrondi » à 6,3 Md€ pour prendre en compte les autres impacts non directement évalués.

Sörensen évalue le coût des conséquences de TMI à une valeur sensiblement plus élevée ($2 \cdot 10^{10}$ \$). Électricité de France souligne toutefois que le ratio que Sörensen estime entre les coûts de Tchernobyl et de TMI (15) est cohérent avec celui qu'il a retenu entre les rejets S1 et S3 (20).

II.3.1.3. Fusion du cœur

Électricité de France considère qu'un accident de fusion du cœur sans rejets dans l'environnement a comme conséquence la perte de la tranche : coûts estimés à $1,5 \cdot 10^9$ € et un surcoût de décontamination estimé de façon enveloppe à $2 \cdot 10^9$ € (le NUREG BR0184 [4_24] donne des valeurs comprises entre 10^9 et $2 \cdot 10^9$ \$ 1997).

Ce coût est « arrondi » à 6,3 Md€ (2005) pour prendre en compte les autres impacts non directement évalués.

II.3.1.4. Rejets hors fusion du cœur

Ceci concerne les modifications qui permettent de réduire la dosimétrie en exploitation normale, incidentelle ou accidentelle (par exemple, les modifications visant à limiter le risque de débordement en eau des GV).

Pour la préparation de ses interventions, Électricité de France utilise la valorisation des doses suivantes (pour juger du bien fondé de mettre en œuvre des dispositions permettant de réduire la dosimétrie lors d'une intervention) :

Plage de dose (mSv/an)	« Coût » (k€ / hXSv)
0 - 10	650
10 - 16	1300
16 - 20	1800

Afin d'inciter les opérateurs à réduire la dosimétrie en exploitation dans le cadre d'une démarche ALARA, les valorisations retenues sont volontairement fortes bien que comparables à celles retenues à

l'étranger. Elles sont toutefois sensiblement supérieures à celles utilisées pour évaluer des conséquences sanitaires (NRC : 2000 \$/ h.rem ; UK HSE : 10 000£/h.Sv).

Par souci de cohérence, Électricité de France a gardé les mêmes valeurs pour les doses en exploitation normale, incidentelle et accidentelle.

Pour des modifications ou évolution impactant les rejets en exploitation normale, les gains seront évalués en choisissant la plage de dose la plus adaptée.

Pour des modifications ou évolutions impactant les rejets en exploitation incidentelle ou accidentelle, les gains seront évalués en choisissant la plage de dose la plus forte.

II.3.1.5. Coûts des accidents nucléaires

Les évaluations des coûts des accidents nucléaires sont résumées ci-après

	Coût en M€
Accident grave avec rejets de type S1	1,26 10 ⁵
Rejets de type S3	6,3 10 ³
Fusion du cœur	6,3 10 ³
Dose de 1h [□] Sv en situation normale ou incidentelle	1,8

Les coûts des accidents sont ensuite valorisés par Électricité de France avec un taux d'actualisation de 8 % pour les risques de fusion du cœur (d'où un facteur multiplicatif égal à 7.2 sur 10 ans) et d'accidents graves et 4 % pour les doses. Cette valorisation, en fonction de la durée de vie résiduelle est présentée ci-après

Valorisation (en €) en fonction de la durée de vie résiduelle de la tranche :

	10 ans	20 ans	30 ans	40 ans	50 ans
Réduction de 10 ⁻⁶ de la fréquence annuelle de rejets S1	9.12 10 ⁵	1.33 10 ⁶	1.53 10 ⁶	1.62 10 ⁶	1.66 10 ⁶
Réduction de 10 ⁻⁶ de la fréquence annuelle de rejets S3	4,56 10 ⁴	6.67 10 ⁴	7.65 10 ⁴	8.10 10 ⁴	8,31 10 ⁴
Réduction de 10 ⁻⁶ de la fréquence annuelle de fusion du cœur	4,56 10 ⁴	6.67 10 ⁴	7,65 10 ⁴	8,10 10 ⁴	8,31 10 ⁴
Réduction annuelle de dose de 1 HxSv	15,20 10 ⁶	25,47 10 ⁶	32,41 10 ⁶	37,09 10 ⁶	40,26 10 ⁶

Dans la pratique, les coûts des accidents ont été valorisés par Électricité de France pour une durée de 10 ans.

II.3.2. ANALYSE PAR L'IRSN DE L'ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES ÉCONOMIQUES DES ACCIDENTS PROPOSÉE PAR L'EXPLOITANT DANS SON DOSSIER INITIAL

Cette première évaluation des conséquences économiques a fait l'objet d'un questionnaire de l'IRSN (note en référence [4_17]). Des réponses ont été apportées par Électricité de France dans la note en référence [4_9]. Des discussions s'en sont suivies lors de la réunion du 15 novembre, dont le compte rendu fait l'objet de la note en référence [4_18]. L'analyse présentée ci-après est basée sur ces documents.

Par ailleurs, l'IRSN a présenté au chapitre 3 une comparaison entre les évaluations économiques faites par l'exploitant et l'état de l'art international dont les conclusions ne sont ici pas reprises.

Le chapitre 4.II.3.2.1 présente des commentaires généraux de l'IRSN quant à la pertinence et lisibilité des évaluations présentées par Électricité de France.

Le chapitre 4.II.3.2.2 présente quant à lui une évaluation précise de certains points (commentaires particuliers).

Il convient de souligner que, en support et en parallèle à l'analyse, l'IRSN a réalisé une étude prospective visant à évaluer les conséquences économiques d'un accident grave de type S1 ou S3 (voir chapitre 4.II.3.4). Cette étude, qui a été présentée mais n'a pas été discutée avec Électricité de France, a bien évidemment nourri les interrogations de l'IRSN formulées ci-après.

II.3.2.1. Commentaires généraux

Coûts supportés par la nation

L'IRSN souligne tout d'abord que les coûts considérés par Électricité de France pour les rejets de types S1 et S3 sont des coûts qui ne sont pas des coûts limités à la seule responsabilité d'Électricité de France, mais sont des coûts finalement essentiellement supportés par la nation.

L'on peut souligner à cet égard que la responsabilité civile nucléaire est définie par la convention de Paris du 29 juillet 1960 et par la convention du 31 janvier 1963 complémentaire à la précédente. Ces deux conventions ont été amendées le 28 janvier 1964 et déclinées en droit français par la loi n°68-943 du 30 octobre 1964 consolidée au 14 juin 2006. Cette loi définit le montant des responsabilités de l'exploitant et de l'État : « *Le montant maximum de la responsabilité de l'exploitant est fixé à 700 millions d'euros pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire - Toutefois, le montant ci-dessus est réduit à 70 millions d'euros pour un même accident nucléaire lorsque ne sont exploitées sur un site déterminé que des installations à risque réduit. Les caractéristiques de ces installations sont définies par décret pris après avis rendu public de la commission interministérielle des installations nucléaires de base. (Article 4 modifié par Loi n°2006-686 du 13 juin 2006 art. 551 - JORF 14 juin 2006).* »

Au-delà du montant de la responsabilité de l'exploitant, les victimes sont indemnisées par l'État, dans les conditions limites fixées par la Convention complémentaire de Bruxelles. « *En ce qui concerne les installations à usage non pacifique, les victimes qui eussent été fondées à se prévaloir de la Convention de Bruxelles s'il s'agissait d'une installation à usage pacifique sont indemnisées par l'État sans que la réparation globale des dommages puisse excéder 1,5 milliard d'euros par accident. (Article 5 modifié par Loi n°2006-686 du 13 juin 2006 art. 551 - JORF 14 juin 2006).* »

Évaluation générique des coûts

L'IRSN a souligné, lors des discussions techniques, qu'Electricité de France n'a pas souhaité différencier les sites pour l'évaluation du coût des différents types d'accident, les évaluations des coûts présentées sont donc « génériques » (moyennes), l'argument principal avancé étant de ne pas entrer dans un processus de déstandardisation du parc (notamment) sur un même palier. Hors, la valorisation du coût externe d'un accident dépend de manière importante de l'environnement humain et économique du site.

Électricité de France précise sur ce point que la première application de la démarche Coût-bénéfice concerne la hiérarchisation d'un lot de modifications lors du réexamen de sûreté d'un palier, et qu'il n'a jamais été envisagé, lors de ces réexamens, de « dépalieriser » les modifications pour tenir compte de différences éventuelles des conséquences des accidents. La déstandardisation du parc qui en résulterait risquerait d'avoir plus d'inconvénients que d'avantages, y compris en terme de sûreté.

Électricité de France considère néanmoins que, pour un cas particulier, il est envisageable de faire une évaluation des conséquences spécifiques à un site donné, pour justifier des écarts de ce site par rapport à la valorisation retenue pour l'ensemble du parc. Cette approche est cependant très lourde et d'un intérêt souvent limité au regard des incertitudes sur les valorisations des coûts des accidents et du niveau d'optimisation visé. Elle est à réserver à l'étude de modifications destinées à traiter une spécificité de site (comme la modification de U5 Bugey).

L'IRSN souligne la dispersion des sites pour ce qui concerne en particulier l'évaluation des conséquences « hors site » induites par un accident grave. Une évaluation des conséquences radiologiques pour chacun des sites s'avérant néanmoins effectivement lourde à mettre en œuvre, l'IRSN juge la position de l'exploitant acceptable (évaluation « générique », et particulière en tant que de besoin), l'aspect dispersion pouvant être appréhendé par le biais des incertitudes.

Par ailleurs, l'IRSN formule, dans le chapitre 6, des commentaires pour ce qui concerne l'utilisation des EPS de référence pour un site donné.

Pertinence et lisibilité des évaluations réalisées

L'IRSN note tout d'abord qu'Electricité de France n'a effectué aucune simulation numérique d'accident grave. Pour quantifier les effets dosimétriques d'un accident grave, Électricité de France s'est appuyé sur les études épidémiologiques de Tchernobyl, en les transposant au cas ouest-européen au travers d'un coefficient multiplicatif de densité de population (x 1,5) et d'un facteur d'aversion économique (x 2).

De manière générale, l'IRSN a souligné, au cours de l'instruction technique, que les coûts des accidents (Fusion du cœur, S1, S3) présentés par Électricité de France dans son dossier initial présentent une certaine part d'arbitraire, et, en particulier :

- l'adoption d'une valeur identique pour le coût d'une fusion du cœur et d'un accident S3 (avec les arrondis ad-hoc...),
- le rapport entre le coût des accidents S1 et S3 (rapport forfaitaire de 15 pour un certain nombre de paramètres arrondi afin de retrouver un rapport 20 « conforme à

l'international ») ; l'IRSN souligne de plus que les études internationales intègrent des paramètres différents de ceux pris en compte par Électricité de France (cf. chapitre 3).

Pour ce qui concerne la valeur identique des conséquences économiques des scénarios « fusion du cœur » et S3, Électricité de France a apporté les éléments suivants :

« Une fusion du cœur ne menant pas systématiquement à un rejet de type S3, les conséquences de la fusion du cœur et du rejet S3 ne sont donc pas assimilables et il est donc bien nécessaire d'avoir deux critères différents.

Électricité de France a indiqué avoir majoré la valorisation du critère fusion du cœur par rapport à celle de « simple fusion du cœur sans aucun rejet » (6,3 Md€ au lieu de 3,5 Md€) pour prendre en compte le fait qu'avec une probabilité faible la fusion puisse dégénérer en des rejets de type S1 ou S3. Comme il se trouve que la valorisation des critères fusion du cœur et S3 est très proche, Électricité de France les a mis sur la même échelle dans le diagramme C/BS pour simplifier ce dernier.

La valorisation S3 ne prend pas en compte les conséquences sur l'installation d'une fusion du cœur, mais uniquement les conséquences d'un rejet de type S3 résultant d'une fusion du cœur. C'est la fusion du cœur et non le rejet de type S3 qui est responsable de la perte de la tranche. Le coût d'arrêt de la tranche n'est donc pas valorisé dans le rejet S3 mais dans la fusion du cœur. »

Si l'IRSN comprend que, compte tenu de la démarche retenue par Électricité de France, les modifications ayant un impact sur les rejets (et non sur la fréquence de fusion du cœur) sont évaluées avec les critères S1 et S3, et donc que le coût associé à S3 ne comptabilise pas les coûts associés à une fusion du cœur, ceci ne rend pas la démarche très lisible. Il souligne de plus que le coût d'un accident S1 comprend, quant à lui, le coût associé à la fusion du cœur, ce qui n'est pas logique : Électricité de France en a d'ailleurs convenu.

De plus, l'IRSN considère qu'il convient de considérer, pour les modifications liées à la prévention de la fusion du cœur, la probabilité conditionnelle, à partir de l'EPS2 (pour le palier 900) que l'accident dégénère en un accident de type S1 ou S3, avec les coûts associés et que l'ajout d'une valeur forfaitaire, identique quelle que soit la modification considérée, rend la méthode peu lisible.

De manière générale, l'IRSN estime que, même si l'évaluation des conséquences économiques se heurte à de fortes incertitudes, celle-ci doit être présentée de manière lisible, logique et assujettie d'incertitudes. Une certaine cohérence dans l'évaluation des conséquences des accidents considérées, avec des niveaux de gravité différents, doit être recherchée.

Pour ce qui concerne en particulier les rejets S3, l'IRSN souligne qu'Électricité de France ne prend pas en compte de manière explicite les coûts sanitaires dans l'évaluation économique des conséquences associées à des rejets de type S3.

Électricité de France a précisé comme suit sa position : « les doses prises par le public suite à un rejet S3 sont estimées 1000 fois plus faibles que celles liés à S1. Le coût sanitaire de S3 pourrait donc être estimé à 44,5 M€ (coût sanitaire de S1/1000). Il serait alors bien négligeable par rapport au coût total S3 qui a été pris à 6,3 Md€. On peut donc considérer qu'il est pris en compte dans la valorisation de S3. Le facteur 1000 peut cependant être discuté. »

Si l'IRSN concède que les impacts sanitaires ne doivent pas être dominants dans l'évaluation des conséquences économiques liées à un rejet S3, ils doivent néanmoins être évalués et justifiés.

II.3.2.2. Commentaires particuliers

Nota : les commentaires de l'IRSN pour ce qui concerne l'évaluation monétaire des doses figure dans le chapitre 4.1

Perte de l'installation nucléaire

Pour ce qui concerne la perte de l'installation nucléaire, Électricité de France a considéré que la perte d'une installation ne puisse pas coûter plus cher que le prix à neuf de l'installation. L'IRSN a ainsi demandé à Électricité de France d'explicitier l'appellation « perte installation nucléaire » et de justifier en particulier l'absence de prise en compte d'un coût pour le démantèlement.

A cet égard, Électricité de France a indiqué que, dans la perte de l'installation nucléaire, il considère de façon enveloppe qu'outre la tranche accidentée, trois autres tranches doivent être arrêtées (ce qui suppose que le site dispose de 4 tranches) et qu'il a majoré le coût d'arrêt en prenant le coût d'investissement des tranches, pour englober le surcoût de démantèlement lié à la contamination de la tranche accidentée soit un coût de $4 \times 1.5 = 6$ Md€.

Électricité de France souligne qu'en prenant explicitement la valeur résiduelle des tranches, il aurait pu retenir un coût d'arrêt d'une tranche à 0,75 Md€ pour les exercices VD2 (on peut, en effet, considérer que, si un accident se produit, les tranches du site concerné auront un âge moyen de 25 ans). A ce coût plus réaliste, il convient de rajouter le surcoût de démantèlement de la tranche accidentée estimé à 2 Md€ et celui moindre des trois autres tranches. On retrouve ainsi bien, au total, un coût d'arrêt des 4 tranches prenant en compte le surcoût de démantèlement de l'ordre de 6 Md€.

Électricité de France ajoute qu'un calcul plus rigoureux pourrait être fait en évaluant le coût de l'énergie qui ne pourra être produite pour les 4 tranches considérées, ou par le remplacement anticipé de ces moyens de production. Ces calculs donnent un coût de l'ordre de 3 à 3,5 Md€, pour l'arrêt anticipé des tranches.

Valeur statistique de la vie humaine

Électricité de France a retenu une valeur de 1 M€ pour la valeur statistique de la vie humaine et une valeur de 500 k€ pour le coût d'un cancer, valeurs cohérentes, selon Électricité de France, avec les valeurs retenues dans la littérature (la valeur un peu forte du cancer peut compenser celle éventuellement un peu faible du décès).

Après discussion, Électricité de France propose de réévaluer la valeur statistique de la vie humaine à 1,8 Meuros (qui est la valeur actualisée de celle retenue par le commissariat au plan en 2000 - rapport M. Boiteux).

L'IRSN note (cf. chapitre 3 du rapport) que cette valeur correspond à la valeur basse des valeurs employées à l'international et qu'elle n'est pas cohérente avec la valeur monétaire de la dose de 2000 \$/homme.rem, établie à partir de la valeur de 3 M€ pour la vie humaine.

Néanmoins, l'impact d'une modification de la valeur statistique de la vie humaine étant limité, l'IRSN considère acceptable la valeur proposée par Électricité de France

Actualisation des coûts

Électricité de France a retenu une valeur d'actualisation de 8%, valeur que recommandait le commissariat au plan, il y a quelques années, pour les conséquences économiques. Néanmoins, dans le but de valoriser les dispositions visant à réduire la dosimétrie, Électricité de France utilise un taux d'actualisation de 4% pour la dosimétrie opérationnelle. Ceci donne donc un facteur multiplicatif de 7,24 pour une actualisation à 8% sur 10 ans et de 8.43 (actualisation à 4% sur 10 ans également).

Pour le calcul du coût des accidents, tel qu'il est présenté dans la note de méthode, Électricité de France n'a pas pris d'actualisation, en dehors du calcul du coût d'anticipation du remplacement du parc fait avec un taux de 8%, qui n'aurait pas de sens sans actualisation.

A une question de l'IRSN quant à l'influence globale sur la méthode coût-bénéfice des taux et des durées d'actualisation retenus, Électricité de France a indiqué qu'il y avait deux influences antagonistes : l'actualisation retenue augmente le coût des accidents graves (en augmentant le coût de l'anticipation du remplacement du parc) et elle diminue les coûts d'exploitation et des accidents à long terme.

Au cours de l'instruction, l'IRSN a mis en avant le récent rapport « Lebègue » (rapport en référence [4_21]) - du nom du Président d'un groupe d'experts mandatés par le Plan) qui préconise de ramener aujourd'hui le taux d'actualisation public de 8% à 4%. Il considère que cette dernière valeur représente un taux d'actualisation réel et doit donc être utilisée dans des calculs effectués en monnaie constante (hors inflation).

En outre, ce rapport indique que ce taux doit faire l'objet de révisions périodiques, tous les 5 ans, pour éviter d'être en déphasage avec les principaux indicateurs macro-économiques (croissance potentielle du pays, évolution des taux d'intérêts à long terme, variables démographiques, etc.).

Par ailleurs, l'IRSN considère que le taux d'actualisation à retenir doit être identique pour tous les postes, y compris la dosimétrie opérationnelle, afin de pouvoir juger de manière « équitable » l'ensemble des modifications étudiées.

A l'issue de l'instruction, Electricité de France a convenu, pour ce qui concerne l'actualisation monétaire, de l'utilisation d'un taux unique, que ce soit pour la dosimétrie opérationnelle ou pour les autres coûts ; la valeur qui sera retenue sera celle considérée par les économistes au moment de la réalisation des études (soit 4%, hors inflation, à la date d'aujourd'hui).

Durée d'actualisation retenue

Pour l'analyse d'un lot de modifications, Électricité de France retient une durée d'actualisation de 10 ans, qui correspond à l'écart entre deux visites décennales successives. L'interprétation sous-jacente d'Electricité de France est qu'une modification non acceptée lors d'une VD fait de nouveau l'objet d'une instruction à la suivante.

Electricité de France relève pourtant que, à l'international (cf. chapitre 3), « *d'une façon générale, les coûts sont actualisés sur la durée de vie de l'installation [...],* » et « *pour la période de calcul de la VAN ou du bénéfice d'une amélioration de sûreté, en général, on considère la durée de vie résiduelle de la centrale et on tient compte aussi de la prolongation de durée de vie.*

De telles pratiques semblent à l'IRSN plus légitimes que celle proposée par Electricité de France. Les IES devraient être évalués en prenant en compte la durée de vie résiduelle des installations au moment où la modification est implantée

Pour l'IRSN en effet, une modification qui n'a pas été acceptée lors des VD2 est plus vraisemblablement définitivement rejetée, et la durée de 10 ans est en conséquence insuffisante. Si Electricité de France indique sur ce point qu'« *il n'y a pas d'automatisme. Une modification rejetée lors d'une VD peut être mise en œuvre lors de la VD suivante, (en général, à la suite d'éléments nouveaux)* », il admet néanmoins « *qu'il est, en effet, rare sans cela, qu'une modification que l'on n'a pas jugé bon de retenir lors d'une VD soit considérée comme intéressante lors de la VD suivante* ».

Par ailleurs, Électricité de France a apporté, au cours de l'instruction, les commentaires suivants : le premier objectif de la méthode coût-bénéfice, lors d'une visite décennale, est de hiérarchiser un lot de modifications. Cette hiérarchie est quasiment indépendante de la période d'observation (le seul point important est de prendre la même période d'observation pour l'ensemble des modifications). Un deuxième objectif est de juger dans l'absolu l'intérêt des modifications dont l'apport sûreté est assez faible en regard de leur coût. Une actualisation sur 20 ou 30 ans donnerait certes, un IES, supérieur mais l'écart est assez faible compte tenu de l'actualisation. Cette variation de l'IES n'est pas de nature à remettre en cause les conclusions que l'on peut tirer sur la pertinence d'une modification.

Électricité de France a néanmoins indiqué qu'il n'avait pas d'objection pour évaluer les IES à prendre en compte la durée de vie résiduelle des installations au moment où la modification est implantée. Dans le cadre de la VD3 900, faute de visibilité suffisante, il ne lui a pas semblé possible d'afficher une durée de vie des tranches supérieure à 40 ans. De manière générale, Électricité de France propose d'actualiser l'ensemble des postes sur la durée de vie résiduelle de la tranche concernée au moment de l'implantation de la modification.

L'IRSN considère que les propositions de l'exploitant sont acceptables.

L'IRSN souligne que, pour un taux d'actualisation de 4% (respectivement 8%), augmenter la durée d'actualisation gonfle mécaniquement la valeur du bénéfice sûreté (donc de l'IES) :

- de 68 % (resp. 46%) lorsque la durée d'actualisation passe de 10 à 20 ans ;
- de 113 % (resp. 68%) lorsque la durée d'actualisation passe de 10 à 30 ans ;
- de 144 % (resp. 78%) lorsque la durée d'actualisation passe de 10 à 40 ans.

L'écart augmente si le taux d'actualisation diminue.

Le tableau ci-dessous montre la variation du coefficient d'actualisation en fonction du taux et de la durée.

Durée et taux d'actualisation	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
10 ans	10,00	9,57	9,16	8,79	8,44	8,11	7,80	7,52	7,25	7,00	6,76
20 ans	20,00	18,23	16,68	15,32	14,13	13,09	12,16	11,34	10,60	9,95	9,36
30 ans	30,00	26,07	22,84	20,19	17,98	16,14	14,59	13,28	12,16	11,20	10,37
40 ans	40,00	33,16	27,90	23,81	20,58	18,02	15,95	14,26	12,88	11,73	10,76

L'IRSN précise que les préconisations exactes du rapport « Lebègue » (rapport en référence [4_21]), incluent une variation dans le temps du taux d'actualisation, au-delà de 30 ans. Le taux d'actualisation préconisé est en effet décroissant avec le temps pour les évaluations qui portent sur le très long terme. La décroissance du taux proposé est effective au-delà de 30 ans et est continue pour éviter les effets de seuil ; elle s'appuie sur la formulation exacte suivante pour le taux $a(n)$:

- $a(n) = 4\%$, si $n \leq 30$ ans,
- $a(n) = (\sqrt[n]{1,04^{30} \cdot 1,02^{n-30}} - 1)$, si $n > 30$ ans.

La décroissance du taux d'actualisation est notamment limitée par un plancher fixé à 2 %.

II.3.3. PROPOSITION DE DEMARCHE POUR LA VALORISATION DES COÛTS ELABOREE PAR L'IRSN

Compte tenu de l'analyse de la proposition d'Électricité de France sus-mentionnée relative à la valorisation du coût des accidents et suite à la réunion d'instruction technique du 15 novembre 2006, l'IRSN a indiqué à Électricité de France, par la lettre en référence [4_16], qu'il estimait nécessaire de clarifier la valorisation du coût des accidents dans l'estimation du bénéfice sûreté d'une modification, certains « postes » étant en effet chiffrés par des méthodes différentes, avec des valeurs parfois forfaitaires sans qu'une certaine cohérence d'ensemble ne soit établie.

A cet égard, l'IRSN a transmis à Électricité de France, en annexe de la lettre en référence [4_16], une proposition de démarche pour la valorisation du coût des accidents, qui est rappelée ci-après.

Le principe retenu est que le coût d'un accident doit être évalué de manière différente suivant la gravité de l'accident mais en assurant une cohérence entre les différentes évaluations. Ces coûts doivent être évalués avec autant d'objectivité que possible et une grande transparence permettant de comprendre comment ils sont établis (avec quelles hypothèses), et avec une décomposition « par poste » permettant de faire des mises à jour facilement si des éléments plus pertinents s'avèrent disponibles. Le but recherché est tout d'abord de rendre l'évaluation lisible en présentant en particulier les incertitudes importantes (coût de l'image en particulier).

L'IRSN considérait ainsi qu'Électricité de France devait s'engager dans une démarche de ce type et que, même s'il paraît difficile aujourd'hui à Électricité de France d'évaluer certains coûts, il doit néanmoins être possible d'indiquer, sur la base par exemple de l'état de l'art international (s'il est transposable à la spécificité française) si tel ou tel poste est important ou non, afin notamment d'engager des actions à moyen terme visant à mieux les quantifier. L'impact d'un accident sur le PIB tel que considéré par Électricité de France lui paraît en particulier très faible.

Pour l'IRSN, les 3 étapes suivantes doivent être définies et parfaitement justifiées :

- la définition des différents niveaux de gravité (ou conséquences) d'accident que l'on estime nécessaires de prendre en compte, en s'appuyant notamment sur les EPS de niveau 2 ;
- l'identification des différents coûts élémentaires à prendre en compte pour chaque niveau de gravité d'accident. Par exemple :
 - la perte de l'installation ;
 - la perte du site ;

- le renouvellement anticipé de la filière REP actuelle, par une énergie d'origine nucléaire ou autre suivant le cas ;
- les conséquences sanitaires dues à l'exposition à court terme aux rayonnements ;
- les conséquences à court terme autour du site accidenté (pertes agricoles, d'habitat, d'outil de production, en terme d'image pour le tourisme...);
- les conséquences à long terme autour du site accidenté (frais de réhabilitation, surveillance dosimétrique, gestion d'un territoire contaminé) ;
- les conséquences sur le PIB au niveau national ;
- les conséquences sanitaires à long terme, notamment le coût du suivi médical de la population ;
- autres ...
- la méthode de calcul du coût de l'accident, obtenu par pondération des différents coûts élémentaires et valorisé au titre de bénéfice pour la sûreté ; par exemple, un accident « sans rejet » prendra en compte principalement la perte de l'installation et partiellement le renouvellement anticipé de la filière REP actuelle.

Pour rendre plus compréhensible le calcul du coût de l'accident, l'IRSN propose de distinguer, d'une part, le coût de la fusion du cœur SANS REJETS (KFCsr), et d'autre part le coût intrinsèque des différents types de REJETS.

L'IRSN suggère, dans un premier temps, de retenir 4 catégories de rejets :

- des rejets de type S1 (coût Ks1) ;
- des rejets de type S3, atmosphériques sans percée du radier (coût Ks3a) ;
- des rejets de type S3, atmosphériques et avec percée du radier (coût Ks3r) ;
- des rejets de type S4 (coût Ks4), correspondant à une fusion totale mais un rejet via les fuites naturelles de l'enceinte.

On peut ici définir en toute généralité le nombre de catégories de rejets que l'on souhaite. En particulier pourrait être examiné l'intérêt d'ajouter :

- une catégorie de rejets intermédiaire entre S1 et S3 d'une part ;
- une catégorie d'accident correspondant aux situations relevant des accidents de dimensionnement (exemple : APRP correctement géré) d'autre part.

II.3.3.1. Étape 1 - Niveaux de gravité d'accident à prendre en compte

A - Accident de dimensionnement

Dans ce cas, les systèmes de sauvegarde ont fonctionné correctement, le combustible est faiblement endommagé, les rejets sont limités mais l'installation est endommagée (ex : APRP).

Les scénarios correspondant sont supposés récupérés dans l'EPS de niveau 1.

On note KAD le coût d'un accident de dimensionnement.

B - Fusion du cœur sans rejet

Dans ce cas, le combustible est fortement endommagé et des rejets significatifs ont pu survenir dans l'enceinte de confinement. Dans l'évaluation du coût de l'accident, il est supposé que l'enceinte est parfaitement étanche.

On note $KFCsr$ le coût de la fusion du cœur SANS REJETS

C - Fusion du cœur avec rejets mais sans défaillance du confinement

Dans ce cas, le combustible est fortement endommagé et des rejets significatifs ont pu survenir depuis l'enceinte de confinement. Le taux de fuite correspond aux fuites naturelles de l'enceinte. Par rapport au cas précédent, le surcoût est lié aux conséquences des fuites naturelles.

$KFCsr + Ks4$: coût de la fusion du cœur avec rejets mais sans défaillance du confinement.

D - Fusion du cœur avec rejet et ouverture tardive de U5 sans percement du radier.

$KFCsr + Ks3a$: coût de la fusion du cœur avec rejets et ouverture tardive de U5 sans percement du radier.

E - Fusion du cœur avec rejet avec percement du radier.

$KFCsr + Ks3r$: coût de la fusion du cœur avec rejets atmosphérique et percement du radier.

F - Fusion du cœur avec rejets massifs et précoces

$KFCsr + Ks1$: coût de la fusion du cœur avec rejets massifs et précoces

D'autres catégories pourraient être définies si nécessaire, notamment une catégorie intermédiaire entre S1 et S3.

II.3.3.2. Étape 2 - Estimation des différents coûts

Le « coût » d'une fusion du cœur sans rejets et le coût d'un type de rejets donné sont nécessairement exclusifs : ils ne doivent pas comptabiliser des impacts identiques.

Les impacts sont de deux grands types, sanitaires ou économiques.

Pour estimer les différents coûts, il faut commencer par lister les postes de coûts élémentaires de chaque grand type. Il semble essentiel que la liste des coûts unitaires soit aussi complète que possible pour ne pas sous-estimer les conséquences des accidents.

La liste des impacts sanitaires couvre par exemple :

- SAN1 : le coût des décès ;
- SAN2 : le coût des cancers radio-induits ;
- SAN3 : le coût des effets long termes induits par les faibles doses ;
- SAN4 : le coût des doses sur les travailleurs devant remettre en état le site accidenté ;
- SAN5 : les coûts des dispositions de suivi médical long terme des populations exposées et non-exposées ;
- autres...

La liste des impacts économiques couvre notamment :

- ECO1 : la perte de la tranche accidentée ;
- ECO2 : le coût de son démantèlement, de sa remise en état, ou de sa décontamination ;
- ECO3 : la perte d'activité économique globale (perte de PIB) ;
- ECO4 : l'impact sur le parc électronucléaire (renouvellement anticipé du parc REP actuel en particulier, par une énergie nucléaire ou non) ;
- ECO5 : d'autres coûts non nécessairement valorisés dans la perte de PIB (coûts agricoles, relogement ...) ;
- Autres.

Le coût de la fusion du cœur sans rejets sera obtenu en additionnant certains de ces postes (par exemple ECO1+ECO2+ECO4).

Chaque coût unitaire pourra prendre une valeur différente suivant la gravité de l'accident considérée. Par exemple, les hypothèses de renouvellement anticipé du parc REP devraient être différentes pour un rejet de type S1 et pour un rejet de type S3.

A un instant donné, les différentes valeurs doivent être établies de manière objective et transparente et faire l'objet d'un consensus suffisant. Elles doivent apparaître acceptables compte tenu notamment de l'état de l'art international, quand ce dernier est transposable. Une mise à jour régulière est recommandée.

Il convient en outre de fournir une estimation des incertitudes associées.

II.3.3.3. Étape 3 - Valorisation du coût des accidents pour le bénéfice sûreté

En utilisant les éléments définis lors des étapes précédentes, le bénéfice pour la sûreté d'une modification associée à un accident de fusion du cœur pourrait être estimé de la manière suivante.

- Lorsque la modification vise uniquement à réduire l'occurrence d'un certain type de rejets (mitigation des conséquences d'un accident grave), le bénéfice est alors pris simplement égal au produit du coût de ce type de rejets par la réduction de probabilité (EPS2) de ce type de rejets du fait de la modification.

On peut éventuellement cumuler dans le bénéfice plusieurs types de rejets.

La fusion du cœur ayant lieu dans tous les cas, avec ou sans la modification, celle-ci n'est pas ici valorisée.

- Lorsque la modification vise à réduire la probabilité de fusion du cœur, l'estimation du bénéfice doit prendre en compte le coût de cette fusion proprement dite avec la possibilité qu'elle dégénère dans les différents types de rejets. L'estimation du bénéfice est alors le produit de la réduction de probabilité de fusion du cœur par l'expression générale suivante du coût d'une fusion du cœur (KFC) :

$$KFC = KFC_{sr} + [(P_{condS1}.Ks1) + (P_{condS3a}.Ks3a) + (P_{condS3r}.Ks3r) + (P_{condS4}.Ks4)]$$

P_{condS1} , $P_{condS3a}$, $P_{condS3r}$ et P_{condS4} sont les probabilités conditionnelles (définies par les résultats de l'EPS2) de voir une fusion du cœur dégénérer en chacun de ces différents types de rejets.

Ces coefficients peuvent être pris constants (à partir des résultats d'ensemble de l'EPS2) ou spécifiques en fonction du type de modification et/ou d'accident considéré. Il conviendra d'examiner si les probabilités conditionnelles indiquées ci-dessus doivent être des valeurs moyennes issues de l'EPS2, des valeurs conservatives compte tenu des fortes incertitudes associées aux accidents graves, ou si une présentation plus élaborée (fractiles) est nécessaire.

Remarques :

L'utilisation de facteurs multiplicatifs d'aversion permettant de donner plus de poids à certains coûts peut être facilement implantée dans la méthode. Toutefois, la prise en compte d'une aversion au risque devrait être traitée à part de l'estimation des coûts « objectifs » mentionnée ci-dessus.

La prise en compte de la catégorie des accidents de dimensionnement, si celle-ci était retenue, n'est pas mentionnée ci-dessus et devrait sans doute faire l'objet d'une méthodologie particulière.

II.3.4. ENSEIGNEMENTS DE L'ETUDE ECONOMIQUE PROSPECTIVE REALISEE PAR L'IRSN

II.3.4.1. Objectifs de l'étude

En support à l'analyse, l'IRSN a décidé de réaliser, pour nourrir son questionnement, une étude en propre, qui est jointe en annexe du présent chapitre.

Cette étude, qui a été présentée mais n'a pas été discutée avec Électricité de France, concerne le coût des accidents de types S1 et S3 et vise à quantifier les conséquences poste par poste.

Une évaluation des conséquences économiques des accidents de types S1 et S3, beaucoup plus détaillée que celle transmise par Électricité de France dans son dossier initial, est tout d'abord effectuée. L'IRSN s'interroge ensuite sur la métrique la plus pertinente pour comparer ces risques et donc classer les améliorations de sûreté.

Les calculs ont été réalisés en considérant la centrale de Dampierre, centrale qui ne comporte aucun aspect particulier susceptible de rendre ce choix atypique.

La méthode d'estimation des coûts consiste à rechercher systématiquement les meilleures estimations possibles pour chacun des types de conséquences identifiés, en prenant garde de ne pas oublier un type de conséquence coûteux.

Ces estimations ont été réalisées de la façon suivante :

- pour les coûts de nettoyage et de démantèlement, l'étude s'appuie sur le retour d'expérience de Three Mile Island ;
- pour les coûts de remplacement de l'énergie non produite (sur site et sur le parc entier), un tableur de calcul, permet de prendre en compte différentes hypothèses ;
- pour les coûts radiologiques hors site, le logiciel européen Cosyma a servi de base et ses résultats bruts ont été amendés pour améliorer le réalisme de l'estimation ;
- pour l'effet d'image, des hypothèses hautes et basses ont été posées qui permettent de tirer parti des données de la Comptabilité Nationale sur les exportations françaises ;
- pour l'effet sur le parc, en l'absence d'études plus poussées, une hypothèse plausible permet de proposer un ordre de grandeur des coûts : le passage de la durée de vie des réacteurs de 40 ans à 30 ans.

Dans le cas de l'accident S1, il convient en outre de compter le coût des zones d'exclusion et des zones contaminées qui ne sont pas abandonnées par la population. Pour ce faire les surfaces proviennent d'un sondage dans les résultats de Cosyma, les coûts que constituent les zones contaminées sont estimés à partir des aides que devraient recevoir de telles zones, ces aides étant issues du retour d'expérience de la Biélorussie.

Pour chacun des accidents considérés, les conséquences sont décrites et quantifiées avec un certain détail de sorte que tous les coûts principaux soient couverts. Il est présentement hors de portée de fournir des valeurs très précises pour chaque ligne de coût. L'objectif est de proposer des ordres de grandeur qui résument les connaissances dont on dispose sur le sujet. Heureusement, ces ordres de grandeur sont suffisamment tranchés pour donner une image claire et bien contrastée de chaque accident.

Cette image est complétée par une étude de variabilité qui permet de proposer une plage de valeurs pour le coût de l'accident considéré, ces valeurs dépendant de divers paramètres comme les conditions météorologiques ou la qualité de la gestion de crise.

On déduit enfin de ces estimations une courbe de répartition du risque d'accident nucléaire. Là encore il s'agit d'ordres de grandeur à préciser, mais disposer d'une courbe de risque est une aide significative à la bonne allocation des ressources, nécessairement limitées. Cette allocation dépend de choix stratégiques. Ceux-ci sont discutés à partir de leur représentation par des métriques de choix.

II.3.4.2. Principaux résultats

L'étude prospective réalisée par l'IRSN évalue le coût de l'accident de référence S3 à 70 milliards d'euros dans son scénario de base, une somme qui amène cet accident au niveau des grandes catastrophes récentes telles que le tremblement de terre de Kobé, le cyclone Katrina ou encore les attentats du 11 septembre 2001 à New York.

En termes de coûts, les répercussions sur le parc électronucléaire français arrivent en tête (46%) suivies de la réduction des exportations françaises (39%). S'y ajoutent les coûts sur le site accidenté (10%) et les coûts radiologiques hors site (moins de 5%). Les effets sanitaires sont « faibles ». Aucun territoire n'est fortement contaminé après l'accident.

Ce coût pourrait être réduit, essentiellement si l'accident se produisait vers la fin de vie du parc des 900 MWe. Il pourrait être nettement augmenté si, au contraire, la durée de vie du parc était augmentée. Si l'image exportatrice de la France était mal gérée, des baisses d'exportations plus fortes doivent être redoutées. Au total, dans ces conditions défavorables, les coûts pourraient être multipliés par 3. Le coût de base de 70 milliards d'euros s'inscrit donc dans une plage entre 40 et 200 milliards d'euros.

L'étude évalue le coût de l'accident S1 à 760 milliards d'euros dans son scénario de base soit 11 fois plus que l'accident de référence S3. Cette somme énorme représente environ 45 points de PIB et quelques 19 années de croissance française. La conséquence majeure en termes de coût est la contamination du territoire : 2,5% du territoire sont en zone d'exclusion (un coût estimé à 135 milliards d'euros) et surtout, 9,5% du territoire sont en zones contaminées à plus de 1 Ci/km². Le coût social de cette contamination est évalué à 15 milliards d'euros par an, sur la base du retour d'expérience de la Biélorussie, des coûts qui se cumulent pour un total actualisé de plus de 250 milliards d'euros.

L'ampleur de la question des territoires contaminés apparaît en pleine lumière. Cette contamination majeure et durable représente plus de la moitié du coût de l'accident, à près de 400 milliards d'euros. Le second poste de coût de l'accident majorant est le coût d'image qui se monte ici à 130 milliards d'euros soit 17% du coût total de l'accident. Viennent ensuite les coûts radiologiques hors site. Avec une hypothèse de boycott des aliments contaminés, le nombre de cancers mortels radio induits se monte à 25 000 en moyenne.

Une météo favorable au moment de l'accident ferait baisser le coût de l'accident de 40% en réduisant les surfaces contaminées et le coût des relogements. En revanche, avec des conditions météorologiques très défavorables, les zones d'exclusion sont 3,5 fois plus étendues, les autres surfaces contaminées sont multipliées par 17, et le coût total de la contamination approche 5 000 milliards d'euros... Ainsi, dans le cas de l'accident S1, les conditions météorologiques décident en grande partie du sort de millions de personnes et de l'avenir du pays. Prenant en compte les autres facteurs de variabilité, le coût de l'accident majorant peut descendre à 300 milliards d'euros mais peut aussi atteindre 5 800 milliards d'euros.

En résumé, si l'accident de référence S3, bien que d'un coût très élevé, est encore supportable économiquement, il n'en est pas de même pour un accident de type S1.

Ces estimations permettent d'établir la courbe de risque d'un accident grave avec rejets, c'est-à-dire la distribution de probabilité des coûts dus à un accident. Cet exercice est réalisé avec des valeurs plausibles pour les probabilités d'accident dus à des initiateurs internes. Cette courbe permet d'éclairer la question de l'allocation des ressources de sûreté c'est-à-dire la façon d'obtenir la meilleure sûreté possible à partir de ressources limitées.

La « meilleure » allocation des ressources n'est pas une notion absolue ; elle dépend évidemment des options adoptées par les décideurs, notamment de leur degré d'aversion au risque. Ces préférences se traduisent par des métriques de choix applicables à la courbe de risque. Une approche totalement neutre au risque se traduirait par une métrique « linéaire » qui prendrait pour critère l'espérance mathématique de perte de l'accident. Les estimations qui précèdent montrent que les événements considérés sont des événements extrêmes, auxquels la loi des grands nombres ne saurait s'appliquer, et pour lesquels une telle approche est infondée. Une approche raisonnablement prudente considérerait des métriques de choix plus exigeantes, par exemple une métrique « quadratique ». La rationalité conduirait probablement alors à donner la priorité à la réduction de probabilité de l'accident majorant, puis, une fois cette probabilité abaissée à un certain seuil, à allouer les ressources entre les deux accidents de façon que les baisses de probabilité réalisées soient proportionnelles aux probabilités d'occurrence.

Pour conclure, l'étude réalisée par l'IRSN donne une image des conséquences économiques des accidents de référence S3 et S1 et en propose des quantifications. Il convient de souligner que ces quantifications ne sont à considérer qu'en tant qu'éclairage et de mettre en garde contre des utilisations trop rapides du coût total, un chiffre unique qui condense en une seule valeur monétaire toute une série de considérations de natures différentes.

II.3.4.3. Limites de l'étude, approfondissements envisageables

Pour l'estimation du coût de l'accident de référence S3, il conviendrait en particulier d'approfondir les hypothèses à retenir concernant les effets sur le parc.

Pour l'accident S1, la principale limite est l'estimation sans doute trop simple du coût de la contamination des territoires. Il conviendrait de confirmer la distribution de la contamination avec des modèles de diffusion intégrant les avancées de ces 20 dernières années, et de préciser les conditions atmosphériques « défavorables » puisque l'étude identifie qu'il existe là une grande variabilité des coûts. Par ailleurs, la situation qui résulterait d'un tel accident serait d'une extrême complexité et il est difficile, aujourd'hui, de définir précisément la meilleure façon de gérer ces territoires contaminés et de minimiser le coût social de la contamination. Le retour d'expérience de l'expérience biélorusse est la meilleure source actuelle sur cette problématique, mais il reste insuffisant. Il met en lumière l'ampleur du problème et souligne la nécessité de l'étudier plus avant.

De manière générale, la pauvreté des données sur les actions de décontamination conduit à une sous-estimation des coûts. Cette lacune concerne particulièrement le scénario S1 dans le cas où la contamination du territoire affecterait une zone urbaine. Au-delà de cette composante urbaine potentiellement très coûteuse, les estimations présentées négligent de nombreux autres types de décontamination (qui ne sont pas traités dans Cosyma) : décontamination des routes, des voies ferrées, des voies navigables, des adductions d'eau, des nappes phréatiques, de certaines zones boisées, etc.

S'agissant des implications pour la sûreté, la principale limite réside dans les connaissances encore imparfaites dont on dispose sur la courbe de risque. Le cadre d'analyse dégagé dans cette étude paraît solide, mais les enseignements dépendent évidemment des données spécifiques sur le risque. En particulier, une importante limite est de ne considérer que deux termes source ; une autre est de ne pas prendre en compte les initiateurs externes ; une troisième de ne pas considérer les actes de malveillances.

Enfin, des études complémentaires permettraient d'approfondir la variabilité des conséquences en fonction du lieu de l'accident. Le cas de Gravelines, par exemple, devrait être assez différent de celui de Dampierre. Non seulement le site possède six réacteurs au lieu de quatre, mais les zones proches sont urbaines et très peuplées, des équipements industriels importants seraient affectés par la contamination ainsi que des voies de passage importantes.

Par ailleurs, dans l'optique d'une utilisation de la méthode coût-bénéfice pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, il serait intéressant d'évaluer les conséquences économiques d'un accident grave survenant sur un site de 1300 MWe. En attendant la réalisation d'EPS de niveau 2 par Électricité de France ou par l'IRSN pour les réacteurs de ce palier, une évaluation des conséquences économiques des accidents (notamment les scénarios intermédiaires entre S1 et S3), tels qu'ils ressortent des EPS de niveau 2 pour les réacteurs du palier 900 MWe permettrait de faire progresser ces évaluations.

II.3.5. NOUVELLE PROPOSITION TRANSMISE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

En réponse aux propositions de l'IRSN formalisées dans la note en référence [4_16], Électricité de France a transmis la note en référence [4_12] constituant une proposition d'évolution de la méthode coût-bénéfice pour ce qui concerne les critères pris en compte et la valorisation de ces critères.

II.3.5.1. Critères (types de scénarios) pris en compte pour évaluer le coût d'un accident nucléaire

Les critères retenus pour évaluer le bénéfice sûreté sont les suivants :

- Fusion du cœur sans aucun rejet qui correspond à un coût : CFsr
- Rejets S4 après une fusion du cœur qui correspond à un coût : CS4
- Rejets S3 après une fusion du cœur qui correspond à un coût : CS3
- Rejets S1 après une fusion du cœur qui correspond à un coût : CS1
- Percée du radier qui correspond à un coût : Crad
- Doses suite à un incident ou accident sans fusion du cœur : Cdose

A partir de ces critères, Électricité de France déduit le coût d'une fusion du cœur « sans hypothèse sur la tenue du confinement » :

$$CF = CFsr + P(S4) \times CS4 + P(S3) \times CS3 + P(S1) \times CS1 + P(\text{radier}) \times Crad$$

Les probabilités P(S4) à P(radier) sont des probabilités conditionnelles de l'événement sachant que l'on a une fusion du cœur. Ces probabilités sont extraites de l'EPS de niveau 2 (elles peuvent différer entre les paliers 900 MWe, 1300 MWe et N4).

Électricité de France ne prend pas en compte, dans ces probabilités, des scénarios de dilution hétérogènes ou de brèche interface qui conduisent directement à une fusion avec rejets précoces importants. Ce coût CF n'est donc pas à utiliser pour valoriser le bénéfice sûreté de modifications réduisant le risque de dilution hétérogène ou de brèche interface (le critère S1 est le plus adapté) ou des modifications concernant la fiabilisation du confinement : enceinte, EAS ... (les critères devant être évalués sont à définir au cas par cas).

II.3.5.2. Valorisation du coût des accidents retenus

II.3.5.2.1. Doses suites à un incident ou accident sans fusion du cœur :

Les propositions de l'exploitant et l'analyse de l'IRSN figurent au chapitre 4.1.2.

II.3.5.2.2. Fusion du cœur sans aucun rejet qui correspond au coût CFsr

Un accident de fusion du cœur sans rejets dans l'environnement a comme conséquence la perte de la tranche, un surcoût de décontamination. Pour valoriser l'impact médiatique, Électricité de France considère de façon enveloppe que les autres tranches du site pourraient être arrêtées pendant une durée de l'ordre de quelques mois à un an et, en fonction des circonstances de l'accident et du contexte politique, une sortie possible du nucléaire (remplacement anticipé du parc en 10 ans). Par ailleurs, par application du principe de précaution, Électricité de France considère comme possible que le préfet déclenche certaines mesures prévues dans les PPI.

Les autres conséquences « médiatiques » sont jugées négligeables par rapport à celles prises en compte dans ce calcul.

Les conséquences sanitaires et environnementales sont fonction des rejets et sont comptées dans les termes CS1, CS3, CS4 et Crad.

II.3.5.2.3. Rejets S3 après une fusion de cœur qui correspond au coût CS3

Ne sont évaluées ici que les conséquences propres aux rejets indépendamment de celles liées à la fusion du cœur.

Un rejet de type S3 est considéré comme n'ayant pas d'impact significatif sur le site outre ceux engendrés par la fusion du cœur.

Les conséquences sanitaires sont évaluées à partir des évaluations de doses transmises avec le référentiel Accident Graves (note en référence [4_11] pour le palier 900). Les doses retenues sont celles correspondant aux quatre voies sur une durée de 50 ans. Elles sont ensuite valorisées avec le critère NUREG.

Le coût des conséquences sociales est évalué en prenant en compte le coût des évacuations et des mises à l'abri (Électricité de France propose de doubler le périmètre d'application de ces contremesures par conservatisme). Électricité de France considère une perte de revenu (proportionnelle à leur PIB) pour les personnes évacuées ou confinées. Il considère par ailleurs une augmentation du taux de chômage des populations déplacées.

Le coût des conséquences environnementales est évalué à partir de la perte de production agricole des surfaces contaminées puis la perte de la contribution de ces produits au PBI français au-delà et le coût d'élimination des déchets (lait). Le coût de la décontamination des terrains et la perte d'usage du capital agricole sont également pris en compte.

Les conséquences indirectes de l'accident sur la région concernée sont valorisées sous forme d'un pourcentage des conséquences environnementales et sociales comme le recommande le CEPN (Rapport en référence [4_23]).

Enfin, les conséquences en terme d'image sont prises en compte en doublant le coût des conséquences environnementales et sociales y compris indirectes, d'une part et en prenant une probabilité de sortie du nucléaire fonction du contexte politique et des circonstances de l'accident (qui vient s'ajouter à celle prise pour la fusion du cœur) d'autre part.

II.3.5.2.4. Rejets S1 après une fusion du cœur qui correspond au coût CS1

Comme pour S3, les conséquences de l'accident sur la tranche concernée sont prises en compte dans le coût de la fusion du cœur. Électricité de France considère de façon conservative que les autres tranches du site seront arrêtées immédiatement et définitivement (cela n'a pas été le cas à Tchernobyl).

Les conséquences sanitaires, environnementales et sociales, sont évaluées à partir de l'accident de Tchernobyl en prenant en compte les différences de contexte (densité de population, PIB...).

Les postes valorisés sont les mêmes que pour S3, plus la prise en compte des aides du gouvernement aux habitants des zones faiblement contaminées (jusqu'à 37 kBq/km²). La base de la valorisation est le coût de la vie humaine et le coût de la maladie (rapport de M. Boiteux pour le commissariat au Plan),

respectivement 1,8 M€ et 270 000 € en prenant en compte l'inflation depuis la sortie de ce rapport. Les évaluations des conséquences (décès, cancers, personnes évacuées, définitivement relogées, superficies contaminées...) sont celles publiées par l'AIEA (Chernobyl's legacy : Health, Environmental and socio-economics impacts, The Chernobyl Forum, 2005 (AIEA)) complétées par d'autres sources pour les effets long terme sur la période 2005 - 2065 (Tchernobyl forum, sources ukrainiennes et russes pour l'aide aux personnes dans les régions contaminées ...).

Les conséquences indirectes de l'accident sur la région concernée sont valorisées sous forme d'un pourcentage des conséquences environnementales et sociales comme le recommande le CEPN.

Enfin, les conséquences en termes d'image sont prises en compte en doublant le coût des conséquences environnementales et sociales y compris indirectes, d'une part et en prenant une sortie systématique du nucléaire fonction du contexte politique et des circonstances de l'accident d'autre part.

II.3.5.2.5. Rejets S4 après une fusion du cœur qui correspond au coût CS4

Les conséquences d'un rejet de type S4 sont valorisées de la même manière que celles correspondant au terme source S3, en prenant en compte la contamination moindre induite par ces rejets et donc les impacts moindres sur les différents types de conséquences.

II.3.5.2.6. Percée du radier après une fusion du cœur qui correspond au coût Crad

Pour évaluer les conséquences des scénarios avec percée du radier, Électricité de France considère, outre les conséquences relatives aux scénarios de rejets de type S3, celles consécutives à la mise en place de parades destinées à limiter et retarder la contamination de la nappe phréatique et celles liées à cette pollution.

Afin de majorer le coût de cette pollution, celle-ci est valorisée par les doses prises par la population supposée l'utiliser telle quelle sans restriction. Il est possible qu'un traitement préalable de l'eau ou certaines restrictions d'utilisation soient financièrement préférables.

Les différents impacts qu'Électricité de France propose de prendre ne compte, pour chacune des conséquences considérées, sont récapitulés dans le Tableau 4 - 5.

II.3.6. ANALYSE DE LA SECONDE PROPOSITION TRANSMISE PAR ÉLECTRICITE DE FRANCE

L'IRSN considère que, dans le principe, la proposition d'évolution de la méthode transmise par Électricité de France répond à ses préoccupations.

La proposition d'Électricité de France intègre en effet les étapes suivantes :

- la définition des différents niveaux de gravité (ou conséquences) d'accidents que l'on estime nécessaires de prendre en compte ;
- l'identification des différents postes à prendre en compte pour chaque niveau de gravité d'accident et la quantification de ces postes.

Lorsque la modification considérée vise à réduire la probabilité de fusion du cœur, l'estimation du bénéfice prend en compte le coût de cette fusion proprement dite avec la possibilité qu'elle dégénère dans les différents types de rejets, cette probabilité étant déduite de l'EPS de niveau 2.

Une cohérence et une lisibilité dans l'évaluation des coûts sont donc visées.

Néanmoins, la proposition d'Électricité de France étant encore à un stade préliminaire, l'IRSN n'en a pas effectué d'analyse fine.

L'IRSN considère que, de manière générale, les différents niveaux de gravité envisagés doivent être définis à partir de catégories de rejets issues de l'EPS 2 qui regrouperaient des séquences accidentelles dont les conséquences seront jugées comparables (ce point est détaillé dans le chapitre 6), les « critères » retenus par Électricité de France étant acceptables dans un premier temps.

Il souligne de plus qu'il n'y a pas de raison de particulariser par exemple, dans la méthode, les scénarios de type « dilution hétérogène » : la probabilité conditionnelle d'entraîner des rejets de type S1 issue de l'EPS de niveau 2 étant égale à 1, la méthode générale s'applique.

Les hypothèses à prendre en compte, pour chacun des postes de coût, et pour chaque conséquence envisagée, devront être justifiées par Électricité de France, même s'il est clair que certains postes seront nécessairement quantifiés avec une dose d'arbitraire.

L'IRSN rappelle à cet égard les résultats de l'étude prospective qu'il a menée, et en particulier le fait que, de son point de vue :

- le coût de l'accident de référence S3 s'élève à une valeur de l'ordre de 70 milliards d'euros dans son scénario de base, les répercussions sur le parc électronucléaire français arrivant en tête (46%) suivies de la réduction des exportations françaises (39%) ;
- le coût de l'accident S1 s'élève à une valeur de l'ordre de 760 milliards d'euros (il s'agit d'un ordre de grandeur), la conséquence majeure en termes de coût étant la contamination du territoire, la seconde contribution, elle-même très élevée, étant le coût d'image.

L'IRSN considère ainsi qu'Électricité de France devra s'intéresser en particulier aux postes « coûts de gestion des territoires contaminés », « coût d'image » et « impacts sur le parc électronucléaire ». Par ailleurs, l'étude réalisée par l'IRSN montre une variabilité importante à certaines hypothèses (les conditions météo en particulier), et il conviendrait qu'Électricité de France aborde cet aspect.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France présente une évaluation consolidée et argumentée du coût des accidents considérés, en mettant en exergue les sujets pour lesquels il existe des incertitudes importantes et les paramètres pour lesquels il existe une forte variabilité. Un effort important devra en particulier être mené pour apprécier les coûts de gestion des territoires contaminés, les coûts d'image et les impacts sur le parc électronucléaire.

L'IRSN note de plus que :

- pour un accident de type S3, Électricité de France évalue les conséquences sanitaires à partir des évaluations de doses transmises avec le référentiel Accident Graves ;
- pour un accident de type S1, Électricité de France évalue les conséquences sanitaires, environnementales et sociales, à partir de l'accident de Tchernobyl en prenant en compte les différences de contexte (densité de population, PIB...).

Pour ce qui concerne en particulier l'évaluation des conséquences d'un accident de type S1, et en vue de répondre à la demande sus-mentionnée, l'IRSN considère qu'il serait intéressant, en complément des enseignements directs de l'accident de Tchernobyl, qu'Électricité de France s'appuie sur des estimations en ordre de grandeur fondées sur des simulations à l'aide d'outils tels que COSYMA et complétées par des modélisations macro-économiques.

Lors de la réunion préparatoire au Groupe Permanent, Électricité de France a indiqué qu'il ne souhaitait pas s'engager, dans le cadre du développement de la méthode coût-bénéfice, dans la réalisation de simulations de ce type, arguant notamment du fait qu'il n'escompte pas réaliser une évaluation des conséquences économiques site par site. Il a souligné que des discussions avaient lieu par ailleurs avec l'IRSN (activités liées à la crise, avec une perspective à long terme).

L'IRSN note la position d'Électricité de France, rappelant qu'une transposition simpliste des conséquences de l'accident de Tchernobyl, qui sont d'ailleurs sujettes à controverses, ne serait pas de nature à permettre « une évaluation consolidée et argumentée du coût des accidents considérés ».

II.4. ANALYSE DU POSITIONNEMENT RESPECTIF DES ECHELLES

II.4.1. MODIFICATIONS POUR LESQUELLES UN POSITIONNEMENT EN RESPECTIF N'EST PAS SOUHAITABLE

Modifications à enjeux performances (Valeur Actuelle Nette (VAN) négative)

Il est bien évident que les modifications induisant un bénéfice sûreté et ayant un coût de possession négatif doivent être réalisées en priorité, puisque l'on gagne à la fois en terme de sûreté et en termes de coûts.

Cela étant dit, les modifications ayant une VAN (coût) négative ont été positionnées par Électricité de France, de manière arbitraire, en tête de liste des modifications à réaliser. L'IRSN a indiqué au cours de l'instruction qu'il considère qu'il est trompeur de représenter les modifications apportant un bénéfice financier avec un IES positif : si l'on se limitait en effet à la simple lecture des graphiques, l'on pourrait comprendre qu'elles sont considérées comme ayant un coût « positif » (et forfaitaire) alors que, dans l'absolu, elles devraient « dégager » un budget pour les autres modifications sûreté.

Électricité de France a indiqué sur ce point que les modifications ayant une VAN négative ne se font nullement au détriment des autres modifications sûreté, car elles sont généralement incluses dans le budget des modifications à but performance. La démarche coût-bénéfice permet au contraire de retenir certaines de ces modifications (comme la purification à grand débit) dont le gain performance est insuffisant pour justifier à lui seul la modification et donc d'engranger des gains sûreté qui n'auraient pas été retenus sans elle.

En conclusion de l'instruction, Électricité de France et l'IRSN ont convenu que les modifications susceptibles d'améliorer à la fois la sûreté et la rentabilité de l'installation doivent être différenciées des autres.

Modifications ayant un impact sur les doses reçues en exploitation normale

Lors de l'instruction technique, l'IRSN a souligné que certaines modifications telles que : « la diminution de l'impact radiologique des échangeurs REN », « l'extension de la purification gros débit »,

« la mise en place de calorifuges démontables sur certains circuits », « le remplacement des orifices RCV par une vanne réglante », ont pour unique impact une réduction des doses reçues lors des opérations de maintenance (exploitation normale).

L'IRSN considère que les modifications ayant uniquement un impact en termes de doses reçues pendant les opérations de maintenance ne devraient pas être traitées dans le même cadre que les modifications qui contribuent à la réduction du risque de fusion du cœur ou des rejets en cas d'accident, qui sont de toute autre nature.

Électricité de France estime qu'il n'y a pas de discontinuité entre les situations des différentes catégories 1 à 4, domaine complémentaire et accident grave et qu'il est logique de comparer des modifications induisant des gains en situation normale avec d'autres induisant des gains en situation accidentelle, voire en situation d'accident grave. Ceci permet, par ailleurs, de comparer les améliorations de sûreté quelle que soit la nature des gains (radioprotection, fusion du cœur ou accidents graves).

Néanmoins, Électricité de France n'a pas d'objection à « sortir » de la méthode coût-bénéfice les modifications ayant uniquement un impact en termes des doses reçues pendant les opérations de maintenance (alors que par exemple la modification liée au non débordement des GV (impact sûreté) serait maintenue) ; dans ce cas, il ne transmettrait à l'ASN que les informations relatives à la dose évitée, les informations relatives au coût n'étant plus pertinentes.

L'IRSN et Électricité de France conviennent ainsi de « sortir » de la méthode coût-bénéfice les modifications ayant uniquement un impact en termes de doses reçues pendant les opérations de maintenance.

A cet égard, le chapitre 5 ne présente pas d'analyse détaillée des applications de ce type.

L'IRSN ajoute que, même s'il ne lui paraît pas souhaitable de mettre sur une échelle commune les modifications de type sûreté et les modifications de type radioprotection, il estime toutefois intéressant de disposer de l'ensemble des informations (bénéfices sûreté, coût) pour les deux types de modifications.

Modifications spécifiques à un site

L'IRSN considère que les modifications réalisées dans le cadre de visites décennales, mais spécifiques à un site (par exemple réévaluation sismique de Bugey) sont de par leur nature singulières et que, même si elles sont positionnées au sein d'un lot de modifications, leur réalisation ou non doit résulter d'une analyse particulière.

II.4.2. POSITIONNEMENT RESPECTIF DES ECHELLES

L'IRSN souligne tout d'abord que, alors que dans la première version de la méthode coût-bénéfice (note en référence [4_13]), Électricité de France avait proposé d'asseoir sa méthode sur quatre échelles (fusion du cœur, S3, S1, réduction de dose) avec des règles de comparaison entre les échelles, il a introduit, dans la version de la méthode qui fait l'objet d'une analyse dans le cadre de la présente instruction, l'indice efficacité sûreté (IES) qui permet en fait de fusionner directement les échelles au travers d'une même grandeur. L'IRSN n'a pas d'objection de principe à cet égard.

Des chapitres précédents, il ressort tout d'abord qu'Électricité de France et l'IRSN ont convenu de distinguer les modifications à enjeux performances (Valeur Actuelle Nette (VAN) négative) et les modifications ayant un impact sur les doses reçues en exploitation normale de celles ayant un impact en termes de réduction de la fréquence de fusion du cœur ou de la fréquence de rejets.

Pour ce qui concerne les modifications ayant un impact sur le risque de fusion du cœur avec ou sans rejets, l'analyse de l'IRSN (voir chapitre II.3) a conclu au fait que l'évaluation par Électricité de France des conséquences économiques des accidents dans son dossier initial n'était pas recevable (Électricité de France a d'ailleurs transmis une proposition d'évolution de la méthode, qu'il devra conforter) et que les incertitudes sur les coûts sont très importantes.

L'IRSN considère ainsi que les ratios entre les coûts d'un accident sans rejets, d'un accident avec rejets de type S1 ou d'un accident avec rejets de type S3 (et notamment la valeur de 20, correspondant au rapport « coût S1 » / « coût S3 », prise en compte dans la note en référence [4_1]), ne pourront être mieux appréciés qu'après consolidation de l'évaluation du coût des accidents, sur la base des études demandées précédemment.

L'IRSN estime à cet égard que les études de sensibilité réalisées par Électricité de France, qui ont consisté à faire varier d'un facteur 10 à la hausse puis à la baisse les coûts de chaque type d'impact (S1, S3, Fusion, Dosimétrie), successivement et indépendamment des trois autres, ne sont pas conclusives, car les enseignements qu'en titre Électricité de France (robustesse de la méthode) ne valent probablement que pour le lot de modifications considérées et qu'il n'est pas à ce jour évident que les études de sensibilité réalisées couvrent les incertitudes sur ces ratios. Tout au plus peut-on relier la largeur de la bande « non décisionnelle » (soit une décade) à l'amplitude retenue par Electricité de France pour les études de robustesse quant à la hiérarchisation des modifications d'un lot, mais ce lien n'est pas explicité dans la documentation fournie par Electricité de France.

Par ailleurs, l'étude réalisée par l'IRSN met en évidence le fait que si l'accident de référence S3, bien que d'un coût très élevé, est encore supportable économiquement, il n'en est pas de même pour un accident de type S1.

L'IRSN considère ainsi que le simple rapport entre les coûts S1 et S3 n'est pas adapté pour traduire la différence de nature entre les conséquences d'un accident entraînant des rejets de type S1 d'une part, des rejets de type S3 d'autre part et il estime nécessaire qu'Électricité de France propose des modalités pour prendre en compte, dans la méthode coût-bénéfice, cet état de fait (aversion au risque différenciée pour S1 et S3).

II.5. CONCLUSION SUR L'ANALYSE DES BÉNÉFICES POUR LA SÛRETÉ

Les critères retenus par Électricité de France pour évaluer l'impact sûreté sont : le risque de fusion du cœur, l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S3 », l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S1 », les doses, ou le risque de doses, prises par les exploitants ou la population en exploitation normale ou situation incidentelle, hors accident grave.

Électricité de France a indiqué qu'il avait engagé, dans le cadre de l'EPS 2 1300, un travail de caractérisation plus fine des catégories de rejets et l'IRSN estime que c'est un point positif ; néanmoins, le nombre de catégories de rejets devra rester compatible avec une utilisation simple de l'outil coût-bénéfice.

Par ailleurs, l'IRSN considère que les conséquences économiques d'un incident maîtrisé peuvent être importantes, compte tenu de l'impact médiatique et politique, et doivent également être considérées (cas par exemple d'un passage en gavage ouvert).

L'IRSN estime ainsi nécessaire que, pour la mise à jour de la méthode coût-bénéfice en vue de son utilisation lors des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France prenne en compte, si nécessaire, les conséquences économiques des accidents maîtrisés pour établir le bénéfice sûreté apporté par les modifications considérées.

Électricité de France a transmis, dans son dossier initial, une évaluation des conséquences sanitaires et économiques des accidents que l'IRSN n'a pas estimée recevable, compte tenu en particulier d'un manque de lisibilité de la méthode, de cohérence quant aux hypothèses prises en compte, et d'une certaine part d'arbitraire dans les coûts présentés. Des discussions ont ensuite eu lieu, sur la base d'une proposition de démarche élaborée par l'IRSN, et ont conduit à la transmission par Électricité de France d'une proposition d'actualisation de la méthode¹².

L'IRSN considère que, dans le principe, la proposition d'évolution de la méthode transmise par Électricité de France répond à ses préoccupations.

Néanmoins, cette proposition est encore à un stade préliminaire.

L'IRSN estime donc nécessaire qu'Électricité de France présente une évaluation consolidée et argumentée du coût des accidents considérés, en mettant en exergue les sujets pour lesquels il existe des incertitudes importantes et les paramètres pour lesquels il existe une forte variabilité. Un effort important devra en particulier être mené pour apprécier les coûts de gestion des territoires contaminés, les coûts d'image et les impacts sur le parc électronucléaire.

¹² En support à l'analyse, l'IRSN a, pour nourrir son questionnement, réalisé de plus une étude propre, qui est jointe en annexe. Cette étude, qui a été présentée mais n'a pas été discutée avec Électricité de France, concerne le coût des accidents de types S1 et S3 et vise à quantifier les conséquences poste par poste.

Il convient de noter que des discussions approfondies ont eu lieu et ont abouti sur certaines hypothèses, en particulier sur les taux et la durée d'actualisation à retenir (à savoir la durée de vie résiduelle des installations au moment où la modification est implantée).

Pour ce qui concerne les positionnements respectifs des échelles, Électricité de France et l'IRSN ont convenu de distinguer les modifications à enjeux performances (Valeur Actuelle Nette (VAN) négative) et les modifications ayant un impact sur les doses reçues en exploitation normale de celles ayant un impact en termes de réduction de la fréquence de fusion du cœur ou de la fréquence de rejets. Par ailleurs, le ratio entre le coût d'un accident de type S1 et le coût d'un accident de type S3 ne pourra être mieux apprécié qu'après consolidation de l'évaluation du coût des accidents, sur la base des études demandées ci-dessus.

Enfin, l'IRSN considère que le simple rapport entre les coûts S1 et S3 n'est pas adapté pour traduire la différence de nature entre les conséquences d'un accident entraînant des rejets de type S1 d'une part, des rejets de type S3 d'autre part.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France propose des modalités pour prendre en compte, dans la méthode coût-bénéfice, cet état de fait (aversion au risque différenciée pour S1 et S3).

REFERENCES DU CHAPITRE 4

Lettres transmises par l'ASN

- [4_1] Lettre DGSNR DEP-SD2-N°493-2006 du 11/09/2006 : « Méthodes coût-bénéfice pour la sûreté ».

Documents transmis par Électricité de France

- [4_2] Note ENSN060027 du 01/06/2006 : « Méthode coût / bénéfice sûreté ».
- [4_3] Note ENSN040147.B du 28/11/2005 : « Analyse coût/bénéfice - Hiérarchisation des modifications VD3 900 ».
- [4_4] Note EMESF060295.A du 08/06/2006 : « Analyse coût bénéfice sûreté - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 900 MWe - CPY ».
- [4_5] Note EMESF060294.A du 08/06/2006 : « Analyse coût bénéfice sûreté - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 1300 MWe ».
- [4_6] Note EMESF060223.A du 16/06/2006 : « Enseignements des exercices d'application de la méthode coût-bénéfice sûreté ».
- [4_7] Fiche réponse EMESN070006 du 16/02/2007 : « Réponses au questionnaire IRSN n°4 ».
- [4_8] Note EMESF050377 du 06/06/2005 : « Accidents graves - VD3 900 - Radiers de Fessenheim ».
- [4_9] Note EDF ENSN06117 du 3 octobre 2006 - GP coût Bénéfice Sûreté - Réponses au premier questionnaire de l'IRSN
- [4_10] Note EDF ENSN060143 du 12 décembre 2006 - Réponse d'EDF au second questionnaire
- [4_11] Note ENTEAG040273 A - Etude des conséquences radiologiques « court terme » et « long terme » en accident grave pour les termes sources réévalués S'4 et S'3 - Palier 900 MWe
- [4_12] Note EDF ENSN070058 du 30 avril 2007 - Proposition d'évolution de la méthode
- [4_13] Note ENSN04147 A du 15 novembre 2004 - Hiérarchisation des modifications VD3 900

Documents émis par l'IRSN

- [4_14] Questionnaire DSR/SAGR/2007-24 du 09/01/2007.
- [4_15] Compte rendu DSR/SAGR/2007-157 du 20/03/2007 : compte-rendu de la réunion technique du 15 février 2007.
- [4_16] Lettre DSR/SAGR/2003-38 du 30 novembre 2006 - Évaluation du coût des accidents
- [4_17] Lettre DSR/SAGR/2006-231 du 5 septembre 2006 - GP « Examen de la méthode Coût Bénéfice pour la sûreté - Premier questionnaire
- [4_18] Lettre DSR/SAGR 2006-360 du 21 décembre 2006 - Compte rendu de la réunion d'instruction technique du 15 novembre 2006
- [4_19] Lettre DSR/SAGR/2006-308 du 26 octobre 2006 - GP Examen de la méthode Coût Bénéfice pour la sûreté - Second questionnaire
- [4_20] Lettre DSR/SAGR/2007-102 - Compte rendu de la réunion d'instruction technique du 18 janvier 2007

Autres documents

- [4_21] Le prix du temps et la décision publique - Révision du taux d'actualisation publique - Daniel Lebègue - février 2005
- [4_22] Note CEPN Perspectives d'évolution du système de valeurs monétaires de l'homme-sievert à Électricité de France - Octobre 1997
- [4_23] CEPN - Rapport n° 116
- [4_24] NUREG/BR-0184 - Regulatory Analysis Technical Evaluation Handbook
- [4_25] JC Nénot - Article RGN n°5 Septembre Octobre 2005 - Les conséquences de l'accident de Tchernobyl - Analyse du rapport 2005 des nations Unies

TABLEAUX DU CHAPITRE 4

<i>Tableau 4 - 1 Synthèse des coûts et des gains financiers des modifications</i>	99
<i>Tableau 4 - 2 Coût relatif des modifications / tranche</i>	103
<i>Tableau 4 - 3 Illustration de l'impact du gain en disponibilité</i>	108
<i>Tableau 4 - 4 Illustration de la sensibilité du gain en disponibilité aux hypothèses</i>	112
<i>Tableau 4 - 5 Proposition par Électricité de France d'évolution de la méthode</i>	157

Tableau 4 - 5 Proposition par Électricité de France d'évolution de la méthode

Impact	Valorisation CFsr	Valorisation CS3	Valorisation CSI	Valorisation CS4	Valorisation Crad
Perte de la tranche	Oui : perte de production (5 ans) et anticipation moyens de remplacement Oui valeur NUREG BR0184[2]	Comptée dans la fusion du cœur	Comptée dans la fusion du cœur	Comptée dans la fusion du cœur	Comptée dans la fusion du cœur
Décontamination de la tranche		Comptée dans la fusion du cœur	Comptée dans la fusion du cœur	Comptée dans la fusion du cœur	Comptée dans la fusion du cœur
Mise en place de parades voie d'eau	Pendant quelques mois à 1 an supplémentaire	Non	Oui - définitive	Non	Non
Conséquences sanitaires	Néant (aucun rejet)				
Coût des décès à court terme			Nombre de décès, maladies, ... corrigé pour tenir compte de la situation française multiplié par le coût individuel correspondant	Valorisés suivant le coût de la dose collective	Valorisés suivant le coût de la dose collective
Coût des décès à long terme					
Coût des maladies à long terme					
Cancers 2005-2065 (dans le monde)					
Pollution de la nappe phréatique					Doses prises par l'absorption de l'eau de boisson contaminée. Doses prises par l'ingestion de végétaux arrosés par de l'eau de la nappe phréatique
Conséquences sociales	Même en l'absence de tout rejet, il peut y avoir une évacuation et une mise à l'abri : valorisées sur 1 jour				
Coût évacuation	Oui	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur la durée de l'évacuation	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur la durée de l'évacuation	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur la durée de l'évacuation	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur la durée de l'évacuation
Coût contre-mesure : pastilles d'iode	Négligeable (voir S3)	Négligeable	Négligeable	Négligeable	Négligeable
Coût mise à l'abri	Oui	Oui + perte PIB des personnes sur une certaine durée	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur une certaine durée	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur une certaine durée	Oui + perte PIB des personnes évacuées sur une certaine durée
Coût relogement définitif	Néant	Oui : perte d'usage du capital logement sur la durée de l'évacuation et la perte définitive des terrains	Oui : perte d'usage du capital de façon définitive	Oui : perte d'usage du capital logement sur la durée de l'évacuation et la perte définitive des terrains	Oui : perte d'usage du capital logement sur la durée de l'évacuation et la perte définitive des terrains
Aides versées aux populations habitant les zones contaminées (jusqu'à 37 KBq/km2)			Oui (fraction du SMIC versée aux foyers vivants dans les zones contaminées)		
Nombre d'emplois perdus (évolution du taux de chômage dans la région)	Négligeable	Oui : pourcentage des personnes évacuées mises au chômage sur une certaine durée	Oui	Oui : pourcentage des personnes évacuées mise au chômage sur une certaine durée	Oui : pourcentage des personnes évacuées mises au chômage sur une certaine durée
Conséquences Environnementales					
Production perdue 1^{ère} année (agricole)	Néant	Perte de production brute la première année sur les surfaces contaminées.	Perte de production brute la 1 ^{ère} année sur les surfaces contaminées.	Perte de production brute la première année sur les surfaces contaminées.	Perte de production brute la première année sur les surfaces contaminées.
Production perdue 1^{ère} année (agraire)	Néant	Perte de la contribution de ces produits au PIB français les années suivantes. Après cette période, les individus réintègrent le circuit économique à l'extérieur ou à l'intérieur de la zone affectée.	Perte de la contribution de ces produits au PIB français les années suivantes. Après cette période, les individus réintègrent le circuit économique à l'extérieur ou à l'intérieur de la zone affectée.	Perte de la contribution de ces produits au PIB français les années suivantes. Après cette période, les individus réintègrent le circuit économique à l'extérieur ou à l'intérieur de la zone affectée.	Perte de la contribution de ces produits au PIB français les années suivantes. Après cette période, les individus réintègrent le circuit économique à l'extérieur ou à l'intérieur de la zone affectée.
Capital agricole perdu	Néant	Perte du capital agricole.	Perte d'usage de capital agricole	Perte du capital agricole	Perte du capital agricole
Capital agraire (bétail) perdu	Néant	% du coût des conséquences environnementales et sociales (Etude CEPN)	% du coût des conséquences environnementales et sociales	% du coût des conséquences environnementales et sociales (Etude CEPN)	% du coût des conséquences environnementales et sociales (Etude CEPN)
Capital agraire (lait) perdu	Néant	Conséquences environnementales, sociales et indirectes doublées (majorant)	Conséquences environnementales et sociales doublées (majorant)	Conséquences environnementales, sociales et indirectes doublées (majorant)	Conséquences environnementales, sociales et indirectes doublées (majorant)
Coût des déchets	Néant				
Coût de décontamination des terrains	Néant				
Conséquences indirectes sur la région	Négligeable devant autres termes	Fraction du coût de remplacement	Fraction du coût de remplacement	Fraction du coût de remplacement	Fraction du coût de remplacement
Effet médiatique (hors remplacement du parc actuel et arrêt momentané des autres tranches du site)	Négligeable devant autres termes				
Renouvellement anticipé du parc REP actuel	Fraction du coût de remplacement				

FIGURES DU CHAPITRE 4

<i>Figure 4 - 1 Dispersion des coûts directs d'implantation</i>	<i>100</i>
<i>Figure 4 - 2 Dispersion des coûts d'implantation et des coûts de possession</i>	<i>101</i>
<i>Figure 4 - 3 Incidence de l'incertitude affectant le gain en Kd sur l'IES</i>	<i>113</i>
<i>Figure 4 - 4 Comparaison des valeurs monétaires de dose retenues par différents exploitants (compilation du CEPN, en 1995).</i>	<i>159</i>

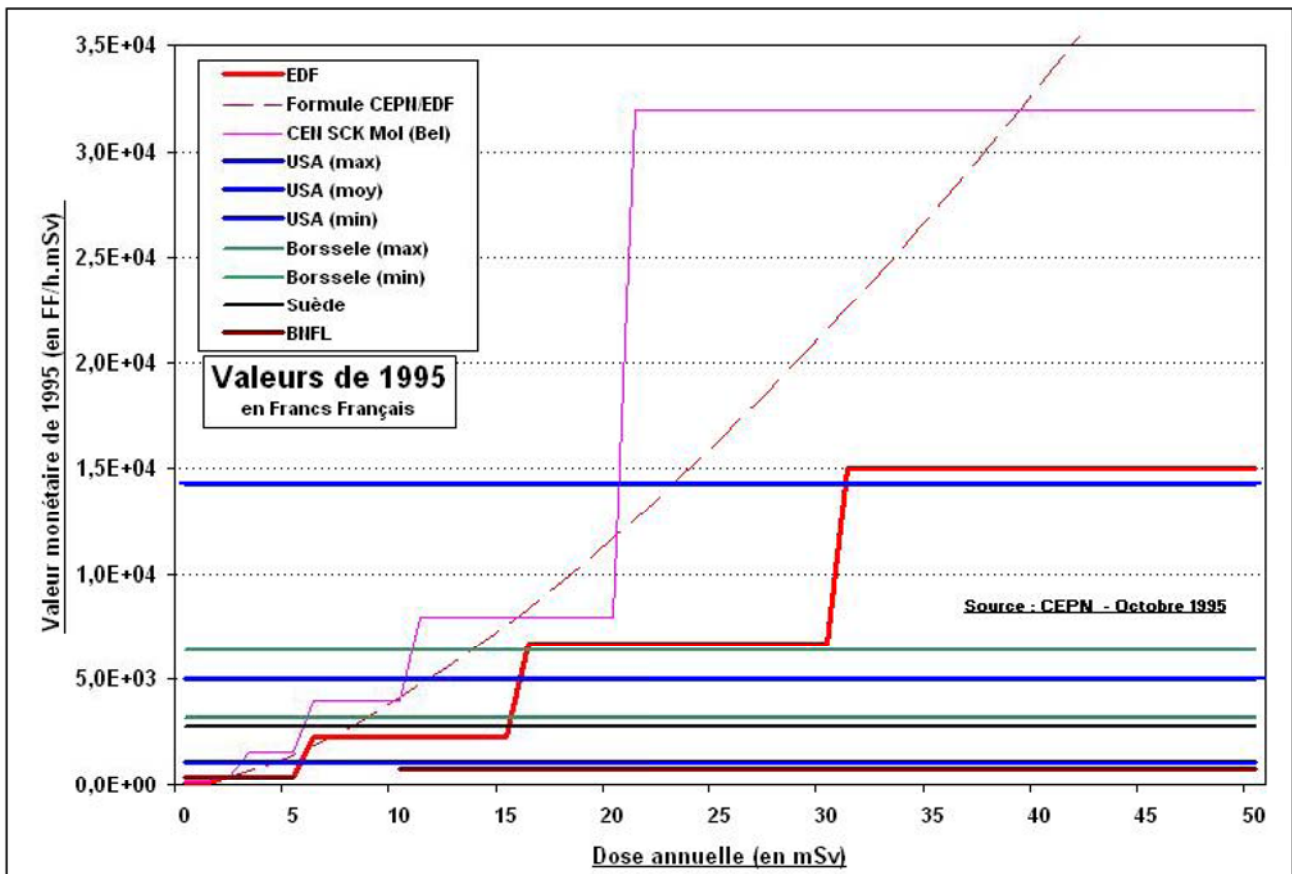


Figure 4 - 4 Comparaison des valeurs monétaires de dose retenues par différents exploitants (compilation du CEPN, en 1995).

CHAPITRE 5 : APPLICATION DE LA METHODE COUT-BENEFICE A DES MODIFICATIONS MISES EN ŒUVRE A L'OCCASION DE REEXAMENS DE SURETE

I. INTRODUCTION : APPLICATION RETROSPECTIVE AUX VD2 ET VD3 900 MWE, LOTS 2001 ET VD2 1300 MWE

Dans le cadre du Groupe Permanent « Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté », Électricité de France a fourni des applications de la méthode, avec pour objectif principal de permettre de vérifier la faisabilité de l'exercice sur un ensemble de modifications à enjeux de sûreté divers. Des exercices d'application ont été réalisés pour les lots de modifications suivants :

- lot VD3 900 (note d'étude en référence [5_7]) ;
- lot VD2 900 (note d'étude en référence [5_10]) ;
- lots VD2-1300 et 2001 (note d'étude en référence [5_11]).

Dans le cadre de cet exercice, Électricité de France a présenté également un complément d'analyse concernant deux modifications « non retenues » pour des raisons coût-bénéfice dans le cadre des VD3 900 MWe (lettre Électricité de France en référence [5_14]). En réponse à son engagement suite à la réunion de cadrage du Groupe Permanent, une note d'étude ayant pour but de tirer les enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice a également été fournie par Électricité de France (note d'étude en référence [5_12]).

Les exercices d'application de la méthode proposés par Électricité de France sont présentés dans le chapitre 5.II.

L'analyse de l'IRSN figure dans le chapitre 5.III. Pour ce qui concerne l'analyse des coûts des modifications, l'évaluation de l'IRSN est présentée au chapitre 4.I, en support à l'évaluation des postes de coûts.

II. PRESENTATION DES EXERCICES D'APPLICATION PROPOSES PAR ÉLECTRICITE DE FRANCE

II.1. ENSEIGNEMENTS DES EXERCICES D'APPLICATION DE LA METHODE COUT- BENEFICE SURETE

Bénéfices de sûreté

Les exercices réalisés par Électricité de France ont porté sur un total de 55 modifications ayant un impact sur la sûreté.

La méthode utilisée retient quatre enjeux de sûreté pour la hiérarchisation :

- le risque de fusion du cœur ;
- le risque de rejets précoces non filtrés ;
- le risque de rejets tardifs filtrés ;
- la dosimétrie en exploitation (normale et incidentelle).

Selon Électricité de France, ces quatre enjeux ont été suffisants pour établir le bénéfice sûreté des 55 modifications examinées. Le calage des quatre enjeux entre eux est défini en référence [5_16], des études de sensibilité sont aussi menées dans ce document, confirmant la robustesse de ce calage.

A chaque fois que cela était possible, une estimation probabiliste a été menée sur la base des EPS de référence, avec les précautions habituelles prises pour les études d'application des EPS (vérification du domaine de validité, vérification des hypothèses prépondérantes ou négligées, validation des résultats). Lorsqu'une modification a un impact sur plusieurs enjeux sûreté (exemple dosimétrie en exploitation et fusion du cœur), ceux-ci sont tous évalués.

Il est clair que les bénéfices sûreté de type « fusion du cœur » vis-à-vis d'initiateurs internes à la chaudière, qui sont ceux pour lesquels on dispose d'études probabilistes d'une grande maturité, sont ceux dont l'estimation est la plus classique à ce jour. Toutefois, il est à noter qu'il n'y a jamais d'évaluation totalement standard ou « presse-bouton » dans la mesure même où l'on s'intéresse à un état de l'installation différent de celui représenté dans le modèle EPS disponible.

Les résultats obtenus dans le cadre du projet VD3 900 ont toujours été accompagnés d'indications, au moins qualitatives, de l'incertitude associée, selon la caractérisation du problème et en fonction des limites des modélisations probabilistes. Lorsque le bénéfice sûreté a été estimé sur la base d'avis d'expert, la mention en a toujours été faite, en expliquant pourquoi et sur quelle base a été effectuée l'estimation. De plus, il a toujours été fait mention des sources de bénéfices sûreté potentiels non quantifiés ou négligés lorsque c'était le cas. Enfin, même s'ils n'apparaissent pas sur le diagramme, les arguments, par exemple déterministes, pouvant influencer sur la réalisation ou non d'une modification, mais non pris en compte par le calcul du bénéfice sûreté, ont toujours été précisés et explicités en complément de l'éclairage apporté par l'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté. Ces précautions devront être reconduites pour les prochains lots.

Seul le lot VD3 900 couvre l'ensemble des quatre échelles de sûreté, avec des modifications relatives à chacun des quatre critères de sûreté retenus. Chacun des lots comporte néanmoins des modifications relatives à la fréquence de fusion du cœur d'une part, à la dosimétrie en exploitation d'autre part.

Les exercices d'application menés l'ont été :

- soit a posteriori, après la définition des modifications, lors de la phase de réalisation des lots (VD2 900 et VD2/lot 2001 1300) ;
- soit en phase stratégique (VD3 900), mais plutôt à titre d'expérimentation de la méthode, utilisée pour la première fois ici sur un vaste lot de modifications à enjeux sûreté divers : la méthode n'ayant pas encore été instruite, elle a été utilisée comme un éclairage sur les modifications plutôt que comme outil de décision afin de définir le contenu du réexamen de sûreté VD3 900.

Dans ce contexte, certaines estimations de bénéfice sûreté ont été simplifiées, notamment lorsqu'elles ne s'appuient pas directement sur des études probabilistes, car le but recherché au travers de ces exercices n'est pas tant d'affiner la précision dans la hiérarchisation d'un lot, que de démontrer la faisabilité de celle-ci. Utilisées dans un réel processus de décision, les estimations menées pour les prochains lots devront être renforcées, et leur robustesse garantie.

En effet, il est évident que la pertinence de la hiérarchisation des modifications d'un lot dépendra de la qualité des estimations des bénéfices sûreté. Pour cela, le développement et l'amélioration constante

des EPS de niveaux 1 et 2 ne peuvent qu'être encouragés, dans des limites garantissant l'objectif final de ces modèles probabilistes, c'est-à-dire leur utilisation en tant qu'outils opérationnels d'aide à la décision. Il ne faut pas pour autant considérer les limites des EPS actuelles comme des entraves à l'application de la méthode puisque, jusqu'à présent, les EPS, notamment de niveau 1, ont toujours été utilisées au travers des réexamens de sûreté pour évaluer le niveau de sûreté des réacteurs.

Conclusion

Le lot VD2 900 (le plus ancien) est celui qui contribue le plus à l'amélioration du niveau de sûreté des tranches vis-à-vis du risque de fusion du cœur. Le coût de réalisation des modifications examinées pour la VD2 900 est cependant réparti pour moitié sur les 2 enjeux « risque de fusion du cœur », et « réduction de la dosimétrie en exploitation » : la réduction du risque de fusion du cœur est apportée par quelques modifications principalement de contrôle commande, moins coûteuses que les interventions relatives à la réduction de la dosimétrie en exploitation qui, elles, concernent plutôt des interventions sur les tuyauteries (Farley/Tihange). Cependant ces dernières modifications entraînent aussi des gains financiers non négligeables à l'exploitation.

Le lot VD3 900 apporte moins de bénéfice en termes de réduction du risque de fusion du cœur (ce qui confirme que l'effort principal a déjà été porté par le lot VD2), par contre il est diversifié vis-à-vis des autres enjeux (rejets -précoces non filtrés- en accident grave et surtout dosimétrie en exploitation-fonctionnement normal). Cette évolution est conforme aux thèmes du réexamen de sûreté correspondant, notamment inspirés par les évolutions de sûreté de l'EPR.

Enfin, les lots VD2/2001 du palier 1300 MWe se rapprochent assez du lot VD3 du palier 900 MWe. Le bénéfice sûreté se trouve réparti de façon équitable entre la réduction de la fréquence de rejets non filtrés en accident grave et la réduction de la dosimétrie en exploitation (fonctionnement normal).

II.2. MODIFICATIONS « NON RETENUES » POUR DES RAISONS C/BS DANS LE CADRE DES VD3 900 MWE

Dans le cadre du projet VD3 900, il n'y a que deux modifications qui ont été écartées par Électricité de France (et donc non proposées dans le cadre du réexamen de sûreté) pour des raisons, entre autres, liées à des éléments issus de l'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté : la première concerne le renforcement de la modification d'arrêt automatique des GMPP (APRP BI), la seconde est relative au risque de by-pass de la bêche PTR.

Les détails concernant l'analyse coût-bénéfice pour ces modifications sont présentés dans l'annexe du chapitre 5, paragraphe IV.

L'application coût-bénéfice à ces deux modifications n'a pas fait l'objet d'un examen de la part de l'IRSN, les dossiers justificatifs correspondants n'étant pas transmis par Électricité de France .

II.3. HIERARCHISATION DES MODIFICATIONS VD3 900

Démarche

Le projet VD3 900 a donné lieu pour Électricité de France à la première application de la démarche Coût-Bénéfice à grande échelle, pour hiérarchiser un lot de modifications en phase d'instruction stratégique.

Les évaluations coût-bénéfice ont porté sur les modifications définies lors de l'instruction des thèmes proposés par Électricité de France pour le réexamen de sûreté VD3 900 (référence [5_18]) complétés des recommandations émises lors de la réunion du GP « orientation VD3 » et des positions et actions prises par Électricité de France lors de la préparation de ce GP.

En l'absence d'EPS prenant en compte les agressions externes et internes, certaines modifications relatives à ces problématiques n'ont pas été analysées.

Les coûts sont en général issus des dossiers « TCD » (Technique Coûts Délais) élaborés en phase d'Avant Projet Sommaire : la prise en compte des impacts à long terme sur l'exploitation normale (comme la durée d'un EP qui serait à programmer) reste encore, à ce niveau, imprécise.

Pour chaque modification analysée, une fiche de synthèse de l'analyse coût-bénéfice a été réalisée. Ces fiches sont présentées dans l'annexe du chapitre.

Résultats

Le Tableau 5 - 1 fournit la liste des modifications hiérarchisées, les modifications résultant de décisions de l'ASN ou d'engagements d'Électricité de France sont identifiées en grisé.

En italique sont indiquées les modifications pour lesquelles l'Indicateur d'Efficacité Sûreté ne peut pas en toute rigueur être calculé, car le coût de possession de celles-ci est négatif (ces modifications permettent des gains en disponibilité supérieurs au coût de réalisation de la modification, dosimétrie chantier incluse). Ces modifications sont à retenir quelle que soit la valeur de l'IES, sa valeur intrinsèque important peu dans ces cas-là. Néanmoins, afin de permettre une visualisation de la priorisation qui doit être donnée à ces modifications parmi celles qui ont fait l'objet de l'étude (elles doivent se retrouver en tête de liste), une valeur arbitraire a été attribuée à leur Indicateur d'Efficacité Sûreté.

Les modifications ont ensuite été positionnées dans un diagramme avec les coûts en abscisses et les bénéfices sûreté en ordonnées (voir Figure 5 - 1).

La Figure 5 - 2 présente une fourchette de valeurs dans laquelle le rapport C/BS est non déterminant. Dans cette zone « non décisionnelle », le choix de retenir ou non une modification ne peut pas s'appuyer uniquement sur la valeur du ratio C/BS.

En normalisant le bénéfice sûreté à l'aide de la correspondance définie par la méthode coût-bénéfice, Électricité de France a évalué le bénéfice sûreté cumulé par la mise en œuvre des n premières modifications de la liste et le coût cumulé de ces modifications (pour n variant de 1 à 25). Cette analyse montre que la mise en œuvre des 8 premières modifications apporte l'essentiel du bénéfice sûreté (plus de 97 % du bénéfice sûreté apporté par l'ensemble des modifications analysées) pour un tiers du coût total (37,1 %).

Électricité de France a réalisé la même analyse en plaçant en tête de liste les modifications résultant de décisions de l'ASN ou d'engagements d'Électricité de France. Cette analyse montre que la mise en œuvre des 15 premières modifications apporte l'essentiel du bénéfice sûreté (plus de 99,3 % du

bénéfice sûreté apporté par l'ensemble des modifications analysées) pour 92,5 % du coût total et que la quasi-totalité (plus de 99,94 %) du gain potentiel estimé est apportée par les 20 premières modifications.

On constate en effet une très grande disparité des bénéfices sûreté et des ratios coût-bénéfice qui fait que si les modifications en tête de liste présentent un intérêt certain, il n'en est pas de même pour celles situées en queue de liste qui apportent très peu sur le plan sûreté pour un coût souvent important.

Conclusion

Les principaux gains sûreté pour la VD3 concernent la prise en compte des accidents graves ou des agressions externes : ces domaines correspondent aussi aux points forts de l'EPR par rapport aux réacteurs en exploitation. Ces résultats confirment la cohérence du choix des thèmes du réexamen de sûreté VD3 et d'évolution de sûreté de l'EPR. A l'inverse, les modifications envisagées en VD3 900 ont a priori un impact limité sur les évaluations EPS de niveau 1 (hors remises en conformité). L'analyse ne met plus en évidence de gain important à un coût raisonnable pour ce qui concerne le risque de fusion du cœur associé aux initiateurs internes chaudière, en dehors d'évolutions telle que la fiabilisation des puisards que l'on peut considérer comme liées à l'évolution des connaissances.

II.4. HIERARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 900

La méthode coût-bénéfice est déclinée pour 13 modifications du lot VD2 900 à enjeu sûreté. Cette déclinaison est effectuée en cohérence avec l'exercice mené pour la VD3 900.

Les bénéfices sûreté sont estimés, autant que faire se peut, sur la base du modèle EPS. Celui pris comme référence ici est le modèle EPS 900 VD2-REX, modèle EPS de niveau 1 ayant servi aux analyses Coût-Bénéfice Sûreté des modifications VD3 900 et intégrant les modifications importantes du lot VD2.

Les modalités de cette déclinaison, ainsi que le résultat de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté, fiche par fiche, sont détaillés dans l'annexe du chapitre 5.

Les estimations du bénéfice sûreté d'une part, du coût d'autre part, ont été menées dans un souci de vérification de la faisabilité de l'application Coût-Bénéfice Sûreté, a posteriori de la phase stratégique de définition du lot. C'est donc surtout la démonstration de la faisabilité de la hiérarchisation qui est recherchée ici, et non la précision ni l'exhaustivité de celle-ci.

En conséquence, pour cet exercice particulier :

- il n'a pas été mené d'étude de sensibilité aux résultats ;
- certaines estimations ont été simplifiées, et parfois certains postes de bénéfice-sûreté n'ont pas pu être estimés, ce qui induit un léger biais dans la mesure où, pour cet exercice, le coût de réalisation d'une modification comportant plusieurs volets est toujours présenté de façon globale. Lorsque, par exemple, un terme du bénéfice sûreté n'est pas estimé, l'Indicateur d'Efficacité Sûreté peut alors être sous-estimé.

A l'avenir, lors d'une application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté en phase stratégique, par exemple dans le cadre de la définition du contenu d'un lot, il est bien évident qu'une plus grande robustesse sera attendue sur l'ensemble des estimations menées : des études de sensibilité seront effectuées afin que cet outil de décision puisse être utilisé avec toutes les précautions requises.

Résultats

Après application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté, la hiérarchisation des modifications du lot VD2 est donnée dans le Tableau 5 - 2.

En italique sont indiquées les modifications pour lesquelles l'Indicateur d'Efficacité Sûreté (IES) ne peut pas en toute rigueur être calculé, car le coût de possession de celles-ci est négatif.

La Figure 5 - 3 présente la synthèse des analyses concernant les modifications VD2 900 MWe. La hiérarchisation des modifications du lot VD2 900 MWe est présentée dans la Figure 5 - 4.

Commentaires sur les résultats

Électricité de France précise que l'ensemble des 13 modifications examinées apporte un bénéfice sûreté global prépondérant en termes de réduction de la dosimétrie en exploitation puis en termes de fusion du cœur.

Le positionnement des modifications dans le diagramme Coût-Bénéfice ne fait pas apparaître de positionnement aberrant ; les bénéfices sûreté sont répartis de façon homogène sur l'ensemble des échelles de sûreté utilisées (dosimétrie en exploitation et fusion du cœur). **La hiérarchisation des modifications selon leur IES permet de distinguer 4 groupes de modifications :**

1. Modifications à coût de possession négatif, il s'agit des modifications permettant d'éviter les phénomènes « Farley-Tihange » (réduction des indisponibilités fortuites liées au remplacement des tronçons affectés), de l'amélioration de la fiabilité du LLS, du remplacement des orifices de détente ainsi que de l'amélioration du suivi de la capacité thermique des échangeurs SEC/RR1.
2. Modifications dont l'Indicateur d'Efficacité Sûreté est favorable, à savoir celles présentant un rapport IES supérieur à 10^{-1} . Il s'agit du traitement de la présence d'air dans les tuyauteries RIS-EAS, de la redondance fonctionnelle de l'ASG, de l'éclissage permanent du GUS, de l'amélioration du DVS et de la modification des piquages RIS-EAS-RR1.
3. Modifications dont l'Indicateur d'Efficacité Sûreté se trouve dans la zone non décisionnelle, c'est-à-dire pour lesquelles la décision de les retenir ne peut pas s'appuyer sur le seul Indicateur d'Efficacité Sûreté. La seule modification dans ce cas parmi celles étudiées est la diversification des disjoncteurs d'AAR.
4. Modifications dont l'Indicateur d'Efficacité Sûreté s'avère défavorable, à savoir celles présentant un rapport IES très faible (sensiblement inférieur à 10^{-2}). Il s'agit de l'isolement automatique de la décharge du RCV sur haute température (coût moyennement élevé pour un bénéfice sûreté limité - certaines actions préventives restent nécessaires malgré la modification) et la modification de la protection des GMPP sur haut débit de fuite au joint n°1 (bénéfice sûreté limité ; la modification permet de traiter un cas de cumul peu probable).

L'évolution de la réduction du risque cumulé ainsi que du coût cumulé des modifications hiérarchisées selon leur Indicateur d'Efficacité Sûreté montre que :

- les 6 premières modifications (sur 13 modifications évaluées) représentent déjà une diminution du risque d'environ 85%, pour un coût d'investissement représentant 67% du coût total ;

- les 10 premières modifications (sur 13 modifications évaluées) constituent 99% du bénéfice sûreté, pour un coût d'investissement représentant 90% du coût total des modifications considérées.

II.5. HIERARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 1300

La méthode coût-bénéfice est déclinée pour 13 modifications du lot VD2 1300, 3 modifications du lot 2001 et une modification du lot GALICE à enjeu sûreté. Cette déclinaison est effectuée en cohérence avec l'exercice mené pour la VD3 900.

Les modalités de cette déclinaison, ainsi que les résultats de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté, fiche par fiche, sont détaillés dans l'annexe du chapitre 5.

Les estimations du bénéfice sûreté d'une part, du coût d'autre part, ont été menées dans un souci de vérification de la faisabilité de l'application Coût-Bénéfice Sûreté, a posteriori de la phase stratégique de définition du lot. C'est donc surtout la démonstration de la faisabilité de la hiérarchisation qui est recherchée ici, et non la précision ni l'exhaustivité de celle-ci.

Résultats

Après application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté, la hiérarchisation des modifications analysées est donnée dans le Tableau 5 - 3.

En italique sont indiquées les modifications pour lesquelles l'indicateur d'Efficacité Sûreté ne peut pas en toute rigueur être calculé, car le coût de possession de celles-ci est négatif.

Les représentations graphiques de cette hiérarchisation sont présentées dans la Figure 5 - 5 et la Figure 5 - 6 :

- Figure 5 - 5 : positionnement, dans le diagramme Coût/Bénéfice Sûreté, des modifications des lots VD2 et 2001 du palier 1300 MWe, selon les coordonnées (coût global / tranche ; bénéfice sûreté / tranche) de chaque modification ;
- Figure 5 - 6 : hiérarchisation des modifications des lots VD2 et 2001 du palier 1300 MWe.

Commentaires sur les résultats :

Électricité de France précise que l'ensemble des 17 modifications examinées apporte un bénéfice sûreté global prépondérant en termes de réduction du risque de fusion du cœur et de réduction de la dosimétrie en exploitation, et aussi en termes de rejets précoces en situation accidentelle.

La Figure 5 - 5 ne fait pas apparaître de positionnement aberrant dans la hiérarchisation ainsi obtenue ; les bénéfices sûreté sont répartis de façon homogène sur l'ensemble des échelles de sûreté.

La hiérarchisation présentée en Figure 5 - 6 permet de distinguer 4 groupes de modifications, selon la valeur de l'Indicateur d'Efficacité Sûreté (IES) :

1. Modifications à coût de possession négatif, à savoir celles permettant d'améliorer la chaîne PMC et la mise sous vide d'une part (modifications de type "Performance" principalement), et les modifications sur les vannes de régulation HT des diesels, et sur les vannes KEROTEST d'autre part (coût de possession négatif car ces modifications permettent d'éviter des indisponibilités de tranche conséquentes et quasi-systématiques dues à l'ancien matériel).

2. Modifications dont l'Indicateur d'Efficacité Sûreté est favorable, les modifications de cette catégorie recourent 3 types de bénéfices sûreté :
 - la fusion du cœur : l'appoint automatique pour le passage en recirculation sur les puisards, l'éclissage permanent du GUS, ainsi que la mise en service du LLS et la réalimentation de la pompe de test ;
 - la dosimétrie en exploitation : l'optimisation de la purification grand débit (modification de type "Performances") ;
 - les rejets précoces non filtrés en Accident Grave : l'installation de recombineurs d'hydrogène dans le BR, qui est la seule modification examinée relative aux Accidents Graves, et pour laquelle le bénéfice sûreté pris en compte est un majorant.
3. Modifications dont l'Indicateur d'Efficacité Sûreté se trouve dans la zone non décisionnelle, c'est-à-dire celles pour lesquelles la décision de les retenir ne peut pas s'appuyer sur le seul Indicateur d'Efficacité Sûreté : ceci concerne les modifications suivantes à impact sur :
 - la fusion du cœur : l'exutoire de pression enceinte en situation H1.2, la non-défiabilisation de la fonction RRA (la modification permet d'éviter une complexification de la conduite accidentelle en cas de déclenchement intempestif du RRA), et la mise en service du RIS EAS par TPL (cette modification permet de s'affranchir d'un dysfonctionnement de l'appoint automatique en cas de basculement des tableaux LH sur les diesels) : le bénéfice sûreté de ces modifications repose sur des situations accidentelles particulières dont la probabilité est relativement faible ;
 - la dosimétrie en situation incidentelle : Modification de la logique de démarrage de l'ASG (demande ASN).
4. Modifications dont l'Indicateur d'Efficacité Sûreté s'avère défavorable :
 - la dosimétrie en situation incidentelle : ce sont les modifications relatives à l'ébulliomètre, et au classement sismique de la chaîne KRT (exigence SPA) ;
 - disponibilité des TAC : l'impact positif sur la maintenance et les essais périodiques et donc la disponibilité du Parc, n'a pas pu être pris en compte ici (par manque d'information à court terme), de telle sorte que l'IES de cette modification s'avère sous-estimé ;
 - amélioration de la décharge du RCV : le bénéfice sûreté n'a pas pu faire l'objet d'une quantification globale. L'IES de cette modification est alors vraisemblablement un peu sous-estimé.

Cette répartition montre que :

- les 6 premières modifications représentent déjà une diminution du risque de l'ordre de 70%, pour un coût d'investissement représentant environ la moitié du coût total des modifications considérées ;
- les 10 premières modifications constituent 99% du bénéfice sûreté, pour un coût d'investissement représentant 75% du coût total des modifications considérées.

III. ANALYSE DE L'IRSN

III.1. ÉVALUATION DES BÉNÉFICES POUR LA SÛRETÉ

III.1.1. INTRODUCTION

L'analyse détaillée des fiches « coût-bénéfice » transmises par Électricité de France est présentée dans l'annexe du chapitre 5. Cette analyse vise à examiner la faisabilité de l'application de la méthode coût-bénéfice et ne constitue pas un examen de la suffisance de ces modifications.

Par ailleurs, comme mentionné dans le chapitre 4, pour les modifications qui ont seulement un impact sur la réduction des doses pour les opérations d'exploitation normale, les bénéfices sûreté n'ont pas fait l'objet d'une analyse détaillée.

Les deux modifications « non retenues » pour des raisons coût-bénéfice dans le cadre des VD3 900 MWe et présentées par l'exploitant dans la note en référence [5_14], sont également rappelées dans l'annexe du chapitre 5, mais elles n'ont pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN.

Globalement, l'IRSN note que l'analyse « coût-bénéfice » a été réalisée, à titre d'exemple, seulement pour une partie des modifications des lots VD2 900 MWe, VD3 900 MWe et VD2 1300 MWe. De plus, certaines modifications, qui ont fait l'objet d'une analyse dans l'indice A de la note « Hiérarchisation des modifications VD3 900 », ne sont plus mentionnées dans l'indice B (« retardement de la percée du radier des tranches de Fessenheim » et « mesure d'activité aérosol dans l'enceinte de confinement »).

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *les exercices d'application de la méthode C/BS fournis pour l'instruction du GP C/BS ont pour objectif principal de permettre de vérifier la faisabilité de l'exercice sur un panel de modifications à enjeux sûreté divers. Sur les lots VD2 900 et VD2 1300, l'exercice a été mené a posteriori : il n'a pas été mené sur des modifications qui auraient été non retenues sur ces lots. Sur le lot VD3 900, l'exercice a été formalisé dans l'indice B de la note sur la base de la liste des modifications désormais retenues par le projet VD3 (excluant donc les modifications envisagées à l'indice A mais non retenues depuis). Les seules applications C/BS complémentaires menées sur des modifications non retenues ont été fournies par courrier ENSN060094. Électricité de France a fourni à l'IRSN toutes les applications C/BS sur les lots VD3, VD2 900 et VD2 1300 réalisées à ce jour* ».

L'IRSN considère que les exemples d'analyse présentés par Électricité de France pour les différents lots de modifications sont, en ce qui concerne le nombre et la couverture des modifications étudiées, suffisants pour permettre une analyse de la faisabilité de l'application de la méthode coût-bénéfice pour un lot de modifications.

Initialement, Électricité de France n'a pas fourni les détails concernant la quantification des bénéfices sûreté. Afin de pouvoir analyser la pertinence de ces analyses, l'IRSN, lors de l'instruction technique, a sollicité ces détails.

Électricité de France a précisé, que « *dans le questionnaire DSR/SAGR/2006-308, en référence [5_23], relatif à l'instruction du GP C/BS, l'IRSN demande, de façon quasi-récurrente, des précisions relatives à la*

quantification du bénéfice pour la sûreté des modifications établie par Électricité de France. Depuis la GP VD3, et au travers de tous les exercices d'application de la méthode C/BS que nous avons menés jusqu'à ce jour, notre objectif premier a été de vérifier la faisabilité de l'application de la méthode C/BS à un ensemble de modifications à enjeux sûreté divers. Dans cet objectif, les estimations menées ont pu être simplifiées pour permettre de donner un ordre de grandeur du bénéfice sûreté : l'importance de la précision des hiérarchisations est du second ordre, puisque celles-ci ne sont pas utilisées à des fins décisionnelles.

Nous avons bien évidemment identifié l'importance de la qualité des estimations des bénéfices sûreté, et des coûts, pour permettre d'établir une hiérarchisation la plus pertinente possible à l'avenir : c'est un axe prioritaire d'amélioration de nos pratiques relatives à l'application de la méthode C/BS.

Dans le contexte de l'instruction du GP C/BS, nous ne voyons pas l'intérêt de détailler systématiquement toutes les quantifications des bénéfices sûreté établies et d'en débattre point par point. En contrepartie, à chaque fois que c'est possible sur la base des commentaires émis ou des questions posées, nous essayerons de tirer de chaque cas particulier examiné, des enseignements qui pourraient être transposables à des dossiers similaires à l'avenir, afin d'exploiter autant que possible ces exercices dans l'objectif de la validation de cette méthode.

Dans le cadre de l'instruction du GP C/BS, il n'est pas souhaitable de revenir ou d'empiéter sur l'instruction d'autres GP (VD2 ou VD3) : c'est pourquoi, dans la fiche de réponse EMESN060083, en référence [5_19] et par principe, Électricité de France a exclu de détailler point par point les quantifications des bénéfices sûreté ».

Électricité de France a convenu en réunion technique de compléter sa première réponse pour les cas particuliers suivants :

- modification VD2 900 « Diversification des disjoncteurs d'AAR » PNXX 1222 ;
- modification VD2 900 « Isolement automatique de la décharge sur haute température » PNXX 1126 ;
- modification VD3 900 « Explosion externe aux bâtiments / renforcement de toiture sur parc à gaz GNU » ;
- modifications VD2 900 Farley Tihange (PNXX1130 et 1294) ;
- modification VD2 1300 « Mise sous vide du circuit primaire au démarrage » (PNXX2/3 534) ;
- modification VD2 1300 « Remplacement des événements cuve et pressuriseur (KEROTEST) (PNXX2/3 104) ;
- modification VD2 1300 « Amélioration du contrôle commande de la décharge RCV » (PNXX2/3 535).

L'IRSN a tenu compte des compléments apportés par Électricité de France lors de son analyse qui est présentée dans l'annexe du chapitre 5.

III.1.2. HIERARCHISATION DES MODIFICATIONS VD3 900

L'analyse des fiches « coût-bénéfice » pour les modifications individuelles est présentée dans l'annexe du chapitre 5.

L'IRSN mentionne que, lors de l'examen préliminaire de la méthode réalisé en amont du cadrage du GP, l'indice A de la note Électricité de France, en référence [5_4], a déjà fait l'objet d'une analyse par

l'IRSN. Cette analyse, en référence [5_22], a été envoyée par l'IRSN à Électricité de France, qui a répondu par la lettre en référence [5_6]. Ces réponses ont fait également l'objet d'une analyse dans ce cadre par l'IRSN.

L'IRSN note que, dans sa note d'étude en référence [5_7], Électricité de France conclut que « *en absence d'EPS prenant en compte les agressions externes et internes, certaines modifications relatives à ces problématiques n'ont pas été analysées* », mais dans le même temps que « *les principaux gains sûreté pour la VD3 concernent la prise en compte des accidents graves ou des agressions externes* ».

Lors de l'instruction technique, l'exploitant a précisé que « *dans le cadre de la réalisation de l'exercice VD3, étant donné que ce lot a pour principaux thèmes la prise en compte des agressions et des Accidents Graves, nous avons essayé de quantifier au mieux le bénéfice sûreté attendu des modifications sur ces 2 thèmes. Pour les Accidents Graves, nous avons utilisé l'EPS de niveau 2. Pour les agressions externes, la quantification s'avère plus délicate puisque nous ne disposons pas de modèle probabiliste à ce jour prenant en compte les agressions externes. Pour certaines modifications, une approche simplifiée a pu être envisagée : ces modifications sont répertoriées dans la note ENSN040147B, en référence [5_7], leur contribution en gain de sûreté y est précisée. Pour toutes les autres modifications issues du thème « agressions », il n'a pas été possible d'envisager de quantification qui puisse donner un ordre de grandeur, même approximatif, du bénéfice sûreté attendu : cette difficulté nous a conduit à identifier le développement futur d'études probabilistes prenant en compte certaines agressions externes, comme un axe d'amélioration de nos pratiques relatives à l'application de la méthode C/BS* ».

L'IRSN considère que l'exercice réalisé pour la VD3 900 MWe s'avère incomplet, compte tenu qu'une partie des modifications issues du thème « agressions » n'a pas pu être analysée. L'IRSN estime que cette absence n'affecte pas l'analyse de la faisabilité de la méthode ; par contre, les conclusions tirées par Électricité de France sur la hiérarchisation des modifications VD3 900 MWe peuvent s'avérer inexactes.

Les principales conclusions, concernant l'estimation des bénéfices de sûreté, tirées par l'IRSN après l'analyse des fiches « coût-bénéfice » pour les modifications individuelles du lot VD3 900 MWe, sont les suivantes :

- Lorsque la méthode « coût-bénéfice » est utilisée dans le cadre de l'amélioration de la robustesse des installations vis-à-vis des agressions externes, l'estimation du bénéfice sûreté devra être réalisée en utilisant des outils probabilistes adaptés (EPS intégrant les agressions internes ou externes). L'IRSN considère effectivement qu'un des axes d'amélioration pour la méthode coût-bénéfice est l'extension du domaine de couverture des EPS par la prise en compte des agressions, internes et externes. Les modifications concernées sont les suivantes :
 - réévaluation sismique de Bugey ;
 - modification de la logique de protection des diesels ;
 - modifications nécessaires afin de réduire les risques liés au parc GNU sur le site de Tricastin ;

- mise en place d'une installation de protection à eau de type sprinkler (CPY) dans les locaux W401+W402+W431 ;
- mise en place des protections vis-à-vis de projectiles émis par grands vents (aéroréfrigérants des diesels et rejets SEC Blayais).
- Certaines modifications décidées à la suite du réexamen de sûreté sont accompagnées, dans le cadre du présent exercice, de justificatifs simplifiés en termes de bénéfice pour la sûreté. Ces modifications sont les suivantes :
 - modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et changement du point de consigne de refroidissement rapide ;
 - adaptation de l'exutoire de pression enceinte et de la conduite associée pour éviter le risque de colmatage par condensation dans les filtres à sable, dans une situation H1.2 ;
 - abaissement du point de tarage des soupapes SEBIM à basse température pour les états RRA connecté (considérer l'évolution de l'âge de la cuve) ;
 - modifications SPA ;
 - arrêt automatique des GMPP sur signal température haute palier pour le palier CP0.

L'IRSN considère les éléments justificatifs présentés par Électricité de France comme insuffisants pour positionner ces modifications dans le diagramme de hiérarchisation des modifications. Des analyses probabilistes détaillées seront alors nécessaires si l'approche coût-bénéfice est utilisée pour définir les solutions techniques associées à ces modifications.

D'une manière générale, l'IRSN estime qu'il n'est pas réaliste de quantifier le bénéfice sûreté en considérant qu'une modification, non évaluée en détail, résoudra complètement un problème donné sans introduction d'inconvénient (comme, par exemple, la modification des protections des diesels, où il est supposé qu'elle permettra de supprimer toutes les défaillances présentant un temps long de réparation). **Cette approche peut conduire à surévaluer le gain probabiliste.**

L'IRSN estime également que, lorsque le bénéfice sûreté est important (ou peut être important, comme par exemple pour l'abaissement du point de tarage des soupapes SEBIM du pressuriseur à basse température pour les états RRA connecté) la méthode coût-bénéfice doit prévoir une analyse de plusieurs solutions techniques, afin d'identifier celles dont l'IES est le plus favorable.

D'autres remarques ponctuelles, issues de l'analyse de l'IRSN sont présentées ci-après.

Concernant la réévaluation sismique de Bugey ou toute autre analyse de risque « sismique », l'IRSN considère qu'aucune convention « générique » ne permet de déduire la fréquence du SMS à partir de la fréquence du SMHV (comme c'est le cas dans l'estimation présentée par Électricité de France pour la réévaluation sismique de Bugey). Cette évaluation probabiliste doit être réalisée pour chaque cas, en utilisant des méthodologies appropriées.

L'IRSN note qu'une des conclusions tirées par Électricité de France suite à cet exercice est que « *la mise en œuvre des 15 premières modifications apporte l'essentiel du bénéfice sûreté (plus de 99,3*

% du bénéfice sûreté apporté par l'ensemble des modifications analysées) pour 92,5 % du coût total et que la quasi-totalité (plus de 99,94 %) du gain potentiel estimé est apportée par les 20 premières modifications. On constate en effet une très grande disparité des bénéfices sûreté et des ratios coût-bénéfice qui font que si les modifications en tête de liste présentent un intérêt certain, il n'en est pas de même pour celles situées en queue de liste qui apportent très peu sur le plan sûreté pour un coût souvent important ».

L'IRSN note que, parmi les 10 dernières modifications du point de vue des ratios coût / bénéfice (« qui apportent très peu sur le plan sûreté pour un coût souvent important »), on trouve notamment des modifications qui visent à respecter la réglementation (référentiel de sûreté, règles de sûreté, SPA, etc.).

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « les exercices d'application de la méthode menés dans le cadre de l'instruction du GP CB n'ont jamais eu pour objectif la remise en cause des décisions passées, leur seul objectif étant la vérification de la faisabilité de la hiérarchisation par la méthode C/BS.

Nous avons déjà souligné que l'origine de l'évolution (notamment : référentiel de sûreté, règles de sûreté, anomalie, etc.), qui justifie la réflexion aboutissant à la proposition d'une modification, est un élément important à prendre en compte lors de l'établissement de la décision.

Néanmoins, à ressources égales pour la définition d'un lot de modifications, l'application de la méthode C/BS pourra permettre une amélioration plus poussée du niveau de sûreté en optimisant le choix des modifications, par rapport à des méthodes qui ne prendraient en compte que les bénéfices sûreté, voire qui seraient uniquement issues de l'approche déterministe : la méthode C/BS a bien pour objectif de fournir un outil de décision, parmi d'autres, lors de l'établissement de choix stratégiques, en permettant la hiérarchisation de modifications à enjeux sûreté divers au sein d'un lot.

La méthode C/BS, bien que permettant une meilleure lisibilité des avantages et des inconvénients d'une modification, constitue un éclairage complémentaire à destination des instances décisionnelles qui baseront leur choix sur un ensemble complexe d'éléments divers. La note ENSN060101A ([5_15]) présente d'ailleurs ce processus décisionnel ainsi que les précautions qui doivent être prises quant à l'utilisation de la méthode C/BS.

Il est impossible de prédire ce qui aurait été décidé si les éléments issus des exercices d'application de la méthode C/BS aux lots VD3 900, VD2 900 et 1300 avaient été réellement utilisés en phase stratégique pour les lots examinés ».

D'une manière générale, l'IRSN considère que, bien que la méthode coût-bénéfice soit un outil de décision, parmi d'autres, dans le cadre de l'établissement de choix stratégiques :

- tout écart important entre l'estimation du bénéfice sûreté et les exigences déterministes nécessitera de justifier la pertinence du modèle probabiliste utilisé (domaine de couverture, niveau de détail de la modélisation...);
- dans certains cas, l'approche déterministe et/ou réglementaire devra prévaloir sur les résultats des évaluations probabilistes du bénéfice sûreté.

Ces remarques sont prises en compte dans les conclusions de l'IRSN présentées dans le chapitre 6.

III.1.3. HIERARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 900

L'analyse des fiches « coût-bénéfice » pour les modifications individuelles est présentée dans l'annexe du chapitre 5.

D'une manière générale, les remarques formulées par l'IRSN dans le paragraphe III.1.2 sont applicables au cas de modifications VD2 900.

Les conclusions spécifiques à ce lot de modifications, tirées par l'IRSN après l'analyse des fiches « coût-bénéfice » associées, sont présentées ci-après.

Un aspect qui a attiré l'attention de l'IRSN est que, pour certaines modifications du lot VD2 900 (telle que par exemple la « Diversification des disjoncteurs d'AAR » et l'« Isolement automatique de la décharge du RCV sur haute température »), les valeurs estimées du bénéfice sûreté dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice sont faibles. Pourtant, ces modifications, lors de leur définition, ont été considérées comme ayant un impact important sur la sûreté (leur importance avait été évaluée également en utilisant les analyses probabilistes).

L'IRSN note que la version actuelle de l'EPS 900 est différente de celle utilisée lors de la définition de ces modifications. L'IRSN considère que cette évolution est normale, mais que, néanmoins, l'écart important dans la valorisation probabiliste de certaines modifications entre les différentes versions doit être expliqué.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que *« pour la plupart des cas il est vraisemblable que l'ordre de grandeur des bénéfices sûreté aurait été conservé si on avait utilisé le modèle EPS de l'époque. Il n'est néanmoins pas exclu que sur certains dossiers, l'avancement des connaissances se soit traduit par une évolution des hypothèses fonctionnelles telles que le modèle EPS ait évolué fortement depuis, ce qui peut entraîner des quantifications de bénéfices sûreté différentes de celles de l'époque »*.

Concernant les modifications « Diversification des disjoncteurs d'AAR » et l'« Isolement automatique de la décharge du RCV sur haute température », les différences de quantification sont dues à des évolutions des données de fiabilité, du profil de fonctionnement et de la prise en compte du facteur humain (voir l'annexe du chapitre 5 pour les détails).

Certaines évaluations de bénéfice de sûreté n'ont pas pu faire l'objet d'une analyse par l'IRSN car aucun détail de quantification n'a été fourni par Électricité de France. Ainsi, les détails de quantification n'ont pas été fournis pour les modifications suivantes :

- fiabilisation du LLS ;
- isolement automatique de la décharge du RCV ;
- diversification des disjoncteurs d'AAR ;
- redondance fonctionnelle de l'ASG en situation MCLH ;
- présence d'air dans les tuyauteries RIS-EAS.

Pour certaines de ces modifications, une analyse comparative avec les quantifications fournies dans d'autres dossiers (notamment liés à l'instruction du domaine complémentaire parité MOX) a été réalisée par l'IRSN. Des écarts notables ont été parfois constatés. Ces écarts montrent que, de l'avis de l'IRSN, l'estimation du bénéfice sûreté est dépendante du niveau de détail de l'analyse. L'impact sur la hiérarchisation des modifications peut alors être important.

Par ailleurs, l'IRSN considère que la prise en compte de la canicule ou des températures extérieures extrêmes dans les EPS aurait pu avoir un impact non-négligeable sur le choix de la solution technique pour la modification « Amélioration du DVS ». En effet, les EPS retiennent une valeur moyenne pour la température extérieure. Une évolution de cette valeur de température peut modifier sensiblement les critères de succès pour certains systèmes de ventilation.

L'IRSN estime qu'une analyse détaillée prenant en compte la canicule aurait dû être réalisée afin de déterminer le bénéfice sûreté et la couverture de la modification PNXX 1269 « Amélioration du DVS ».

L'IRSN rappelle que le maintien de l'intégrité des barrières est un facteur primordial pour la sûreté des tranches nucléaires (comme par exemple la fissuration des piquages sensibles RIS, EAS et RRA), même s'il ne se reflète pas avec la même importance dans les analyses probabilistes, compte tenu des valeurs forfaitaires retenues pour quantifier les événements de type « fuite » ou « rupture ».

Pour l'IRSN, la modification de la logique de protection des GMPP sur très haut débit de fuite au joint n°1 correspond à la correction d'une anomalie, l'automatisme prévu ne couvrant pas l'ensemble des situations. Par ailleurs, cette anomalie n'a pas fait l'objet d'une modélisation dans les EPS, aucun échec de l'automatisme ou du facteur humain lié à l'isolement des retours des joints primaires n'étant considéré.

Ces remarques sont prises en compte dans les conclusions de l'IRSN présentées dans le chapitre 6.

III.1.4. HIERARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 1300

L'analyse des fiches « coût-bénéfice » pour les modifications individuelles est présentée dans l'annexe du chapitre 5.

D'une manière générale, les remarques formulées par l'IRSN dans le paragraphe III.1.2 sont applicables au cas de modifications VD2 1300.

Les conclusions spécifiques aux modifications individuelles du lot VD2 1300, concernant l'estimation de leurs bénéfices de sûreté, tirées par l'IRSN après l'analyse des fiches « coût-bénéfice » associées sont mentionnées ci-après.

Certaines évaluations de bénéfice de sûreté n'ont pas pu faire l'objet d'une analyse par l'IRSN car aucun détail concernant la quantification n'a été fourni par Électricité de France.

Les détails de quantification n'ont pas été fournis pour les modifications suivantes :

- remplacement des vannes de régulation eau HT des diesels ;
- mise en service des pompes RIS et EAS par TPL ;
- disponibilité des TAC ;
- appoint automatique pour passage en recirculation des puisards.

Pour certaines de ces modifications, une analyse comparative avec les quantifications fournies dans d'autres dossiers (notamment liés à l'instruction du domaine complémentaire GEMMES) a été réalisée par l'IRSN. Des écarts notables ont parfois été constatés. Ces écarts montrent que, de l'avis de l'IRSN, l'estimation du bénéfice sûreté est dépendante du niveau de détail de l'analyse. L'impact sur la hiérarchisation des modifications peut alors être important.

Sur ce point, l'IRSN considère que l'EPS de référence pour le palier 1300 MWe n'est pas adaptée pour évaluer le bénéfice sûreté lié à la modification « PNXX 2/3 581 - Non défiabilisation de la fonction RRA », compte tenu du fait qu'aucun impact de l'ambiance dégradée sur le fonctionnement du RRA n'est considéré.

L'IRSN note qu'une des conclusions d'Électricité de France est que « *sur 17 modifications examinées et classées selon leur Indicateur d'Efficacité Sûreté décroissant les 6 premières modifications représentent déjà une diminution du risque de l'ordre de 70%, pour un coût d'investissement représentant environ la moitié du coût total des modifications considérées. Les 10 premières modifications constituent 99% du bénéfice sûreté, pour un coût d'investissement représentant 75% du coût total des modifications considérées* ».

L'IRSN note que, parmi les 7 dernières modifications du point de vue des ratios coût / bénéfice, on trouve des modifications qui visent à corriger des anomalies. Il s'agit notamment de l'amélioration du contrôle commande de la décharge RCV et de la mise en service des pompes RIS et EAS par TPL. L'IRSN précise que pour ces 7 dernières modifications les ratios coût-bénéfice sont faibles compte tenu notamment des faibles bénéfices sûreté associés quantifiés par l'exploitant.

Sur ce point, lors de l'instruction technique, l'exploitant a précisé que « *il est impossible de préjuger des décisions qui auraient été prises dans un autre contexte, néanmoins il est certain que le fait que, de façon générale, certaines exigences soient un requis à la démonstration de sûreté restera toujours un argument fort pour justifier de la réalisation des modifications qui peuvent en découler: ces cas sont bien identifiés dans le document ENSN060101A - Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale [5_15]* ».

Ces remarques sont prises en compte dans les conclusions de l'IRSN présentées dans le chapitre 6.

III.2. ÉVALUATION DES COUTS DES MODIFICATIONS

Comme indiqué précédemment, l'analyse des coûts des modifications des lots VD2 900, VD2 1300 et VD3 900 est présentée au chapitre 4.1.

III.3. ASPECTS GLOBAUX

III.3.1. PRESENTATION DES RESULTATS EN TERMES DE BENEFICES ET DE COUTS CUMULES

Ce type de présentation des résultats est celui privilégié par Électricité de France.

III.3.1.1. Exemple détaillé pour le lot VD3 900

III.3.1.1.1. Rappel sur les données du lot VD3 900

La quantification des coûts et des bénéfices reprise ici est celle de la note [5_7] qui détaille l'application de la méthode coût-bénéfice sûreté à un lot de 25 modifications envisagées pour la VD3 du palier 900 MWe.

III.3.1.1.2. Cumul des modifications

Le Tableau 5 - 4 classe les modifications du lot VD3 900 par IES décroissant, c'est-à-dire hiérarchisées au sens Coût/Bénéfice Sûreté. Pour chaque modification, le bénéfice sûreté et le coût, estimés par Électricité de France en application de sa méthode, sont rappelés. En grisé apparaissent les modifications correspondant à des décisions de l'ASN, des demandes du Groupe Permanent et des engagements ou « quasi-engagements » d'Électricité de France.

Les coûts et les bénéfices ont été multipliés par le nombre de tranches concernées par chaque modification (ce sont donc les coûts et bénéfices pour le parc entier).

Le ratio Bénéfice Sûreté/Coût de la modification « PMC » dont le coût de possession est négatif a été pris arbitrairement égal à 6 par Électricité de France (voir le chapitre 4).

Dans le Tableau 5 - 5 et la Figure 5 - 7, où les modifications sont classées par IES décroissant, seules les 24 modifications dont le coût est effectivement positif sont alors considérées pour le calcul des bénéfices et des coûts cumulés (la modification de la chaîne PMC est ainsi exclue).

Dans le Tableau 5 - 6 et la Figure 5 - 8, les 7 modifications correspondant à des décisions de l'ASN, des demandes du Groupe Permanent et des engagements ou « quasi-engagements » d'Électricité de France sont prises en compte prioritairement pour le calcul des bénéfices et coûts cumulés.

III.3.1.1.3. Remarques sur les comparaisons effectuées par Électricité de France avec les autres lots de modifications

Dans les documents transmis en support à l'instruction, Électricité de France présente les résultats d'application de sa méthode à chaque lot de modifications principalement sous la forme de courbes en pourcentages (de gain et de coût) cumulés.

Notamment, dans la note traitant des enseignements tirés de l'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté [5_12], Électricité de France indique voir « *une amélioration très nette au fil des VD* », car les calculs montrent que « *97% du bénéfice sûreté est obtenu* :

- pour le lot VD2 900, avec 75% du coût total des modifications examinées ;
- pour les lots VD2-2001 1300, avec 67% du coût total des modifications examinées ;
- pour le lot VD3 900, avec 37% du coût total des modifications examinées. »

Électricité de France ajoute : « *Autrement dit, plus le lot de modifications est récent, plus le niveau de sûreté du palier concerné est élevé, et plus le bénéfice sûreté global associé au lot paraît engendré par une partie restreinte des modifications envisagées.* »

« *Au fil de l'intégration des différents lots de modifications, les limites des règles déterministes de conception ont vraisemblablement été atteintes : les modifications qui n'ont pas d'impact réel sur le comportement de la tranche ou la conduite de celle-ci en situation incidentelle ou accidentelle n'induisent généralement pas de bénéfice sûreté, même si leur réalisation peut être décidée, aujourd'hui, pour des raisons « réglementaires ».* »

L'IRSN estime que cette présentation est trompeuse. En effet, en reprenant (dans le tableau ci-dessous) les valeurs permettant le chiffrage directement en euros :

Lot	Répartition du risque évité pour les modifications examinées, en k€					
	Fusion	Rejets précoces non filtrés	Rejets tardifs filtrés	Dosimétrie (fonct. normal)	Dosimétrie (incidentelle)	TOTAL
VD2 1300	3 184 8%	18 058 45%	0 0	18 454 46%	282 1%	39 978 100%
VD2 900	30 353 81%	0 0	0 0	7 151 19%	0 0	37 504 100%
VD3 900	3 564 6%	19 681 32%	60 0	37 459 62%	234 0	60 998 100%

et en les convertissant en euros, au niveau de 97% du bénéfice total apporté par chaque lot, on obtient alors :

- pour le lot VD2 1300 : $39\,978 \times 97\% = 38\,779$ k€,
- pour le lot VD2 900 : $37\,504 \times 97\% = 36\,379$ k€,
- pour le lot VD3 900 : $60\,998 \times 97\% = 59\,168$ k€.

Si l'on met ces chiffres en regard des coûts des modifications, exprimés en euros, dont la valeur est la suivante :

Lot	Répartition des coûts de réalisation pour les modifications examinées, en k€					TOTAL
	Fusion	Rejets précoces non filtrés	Rejets tardifs filtrés	Dosimétrie (fonct. normal)	Dosimétrie (incidentelle)	
VD2-2001 1300	32 137 27%	65 813 40%	0 0	26 209 16%	27 541 17%	151 700 100%
VD2 900	49 506 47%	0 0	0 0	55 376 53%	0 0	104 882 100%
VD3 900	125 180 43%	71 450 25%	8 835 3%	27 692 10%	53 761 19%	286 918 100%

on obtient alors, toujours pour 97% du bénéfice sûreté total (et en reprenant les pourcentages de coût total correspondants rappelés plus haut), les ratios suivants :

- lot VD2 1300 : { 151 700 x 67% = 101 639 k€ } / 38 779 k€ (97% bénéfice) = 2,62 ;
- lot VD2 900 : { 104 882 x 75% = 76 662 k€ } / 36 379 k€ (97% bénéfice) = 2,11 ;
- lot VD3 900 : { 286 918 x 37% = 106 160 k€ } / 59 168 k€ (97% bénéfice) = 1,79.

Ceci montre que, à hauteur de 97% des bénéfices, alors que sur le lot VD2 900 il fallait dépenser 2,11 euros pour en gagner 1, il suffit d'en dépenser 1,79 euros sur le lot VD3 900.

Autrement dit, il serait moins coûteux d'augmenter la sûreté sur le lot le plus récent.

De la même manière, en raisonnant directement sur le nombre de modifications examinées pour chaque lot, à savoir :

- lot VD2 900 : 25 modifications examinées ;
- lot VD2 1300 : 17 modifications examinées ;
- lot VD3 900 : 13 modifications examinées ;

en reprenant les pourcentages indiqués par Électricité de France et en les transformant en nombre moyen de modifications, on obtient 97% du bénéfice moyen pour le coût de :

- lot VD2 900 : 13 x 75% = 9,8 modifications ;
- lot VD2 1300 : 17 x 67% = 11,4 modifications ;
- lot VD3 900 : 25 x 37% = 9,3 modifications ;

soit sensiblement le même nombre moyen de modifications (environ 10).

En conclusion, l'IRSN estime qu'il n'est pas pertinent de comparer les « performances » de lots de modifications de tailles différentes par des raisonnements en pourcentages. Il est plus simple et surtout plus juste de raisonner directement en euros.

Par ailleurs, force est de constater que les « performances » sont sensiblement les mêmes entre les trois lots.

L'IRSN souligne, sur la Figure 5 - 15, que les différentes modifications réalisées lors des lots VD2 900, VD2 1300 et VD3 900 affichent dans l'ensemble des valeurs d'IES (en abscisse sur cette figure) plutôt significatives. Ceci tend à confirmer *a posteriori* la pertinence des modifications retenues.

III.3.1.1.4. Vérification du critère d'optimisation des ressources

Du seul point de vue financier, le principe d'optimisation des ressources pour le traitement d'un lot de modifications consiste en toute rigueur à déterminer quelle combinaison de ces modifications permet de maximiser le bénéfice sûreté pour un coût donné.

La démarche proposée par Électricité de France (calcul d'un IES pour chaque modification) n'est pas formulée de cette façon : elle consiste à étudier individuellement chaque modification, et à les regrouper ensuite pour constituer le lot à étudier, en les classant par IES décroissant.

Ainsi qu'illustré sur la Figure 5 - 9, l'IRSN a vérifié, grâce à un algorithme numérique, que l'objectif d'optimisation est vérifié par application de la méthode proposée par Électricité de France pour les 24 modifications du lot VD3 900 dont le coût est positif (la modification PMC a donc été exclue).

III.3.1.1.5. Résultats pour le lot VD3 900

Sur les deux graphiques de la Figure 5 - 10 figure l'évolution du bénéfice cumulé (réduit¹³ pour atteindre 100% sur le lot complet) en fonction du coût cumulé (également réduit). La courbe supérieure est graduée en pourcentages ; la courbe inférieure est graduée directement en euros.

Ces courbes montent très rapidement pour s'infléchir subitement, quasiment à l'horizontale. La courbe graduée en euros montre que le point d'inflexion correspond à une valeur de coût cumulé équivalent au bénéfice cumulé obtenu (environ 60 000 euros, par tranche). Ce point corrobore les conclusions du paragraphe III.3.1.1.3.

L'essentiel du bénéfice est obtenu avec seulement 6 ou 7 modifications du lot VD3 900, qui en compte 25.

III.3.1.2. Cumul des modifications pour chacun des lots VD2 900 et VD2 1300

Sur les Figure 5 - 11 et Figure 5 - 12 sont représentés les bénéfices et les coûts cumulés tels qu'estimés par application de la démarche d'Électricité de France aux lots VD2 900 et VD2 1300, respectivement.

Les modifications de coût négatif ne sont pas prises en compte sur ces figures ; elles sont au nombre de 5 (sur 13) pour le lot VD2 900 et de 4 (sur 17) pour le lot VD2 1300.

¹³ « Réduit » signifie que chaque valeur individuelle est divisée par la valeur cumulée de toutes les valeurs.

III.3.1.3. Cumul des modifications pour l'ensemble des trois lots

La Figure 5 - 13 présente les bénéfices et les coûts cumulés pour l'ensemble des 45 modifications des 3 lots étudiés (VD3 900, VD2 900 et VD2 1300), hors modifications à coût négatif.

Sur cette figure, une modification présente une contribution singulière (cercle vert). Il s'agit de la modification de réévaluation sismique du Bugey, déjà mise en évidence au chapitre 3.

III.3.2. DIAGRAMMES PRESENTANT A LA FOIS LES BENEFICES SURETE ET LES IES

L'IRSN a réalisé un ensemble de diagrammes (Figure 5 - 14 à Figure 5 - 23), reprenant les modifications de tout ou partie des trois lots analysés par Électricité de France, et représentant les ratios IES (en abscisse), mais aussi les bénéfices sûreté (en ordonnée).

Dans une approche purement de sûreté, une modification sera en effet plutôt évaluée par le bénéfice qu'elle peut apporter, sans examen des coûts.

Sauf mention explicite, les valeurs de bénéfices sûreté indiquées dans ce paragraphe sont des valeurs exprimées par tranche nucléaire.

Toutes les figures référencées dans ce paragraphe sont construites en échelles logarithmiques (logarithme décimal).

III.3.2.1. Nuage de points pour l'ensemble des 3 lots étudiés

La Figure 5 - 14 montre comment se répartissent l'ensemble des modifications dans un diagramme indiquant le Bénéfice Sûreté en fonction du ratio IES (55 modifications au total, issues des 3 lots - VD2 900, VD2 1300 et VD3 900 - ayant fait l'objet d'un exercice d'application de la méthode C/BS).

De ces 55 modifications, ont été retirées les 10 modifications ayant un coût estimé négatif.

La Figure 5 - 15 montre alors le nuage de points obtenu. Sur cette dernière figure, les différents lots sont identifiés. Il n'y a pas de différence de répartition significative entre les lots.

Ces figures permettent de constater que les bénéfices sont intimement liés aux coûts (donc aussi aux ratios IES). Les différentes modifications ne se dispersent pas complètement dans le diagramme, mais se situent autour d'une bande de fluctuation ascendante.

III.3.2.2. Bande de fluctuation

Sur les Figure 5 - 16 et Figure 5 - 17, l'IRSN a cherché à mettre en évidence cette bande de fluctuation et à en quantifier les limites.

Ainsi, sur la Figure 5 - 16, le nuage de points formé par l'ensemble des modifications (hors points singuliers, considérés au paragraphe suivant) a été délimité de la façon la plus simple, par une bande ascendante à bords parallèles.

L'équation de la droite de régression centrale, définie en pointillés sur ce graphique, est donnée avec une très bonne approximation par l'équation suivante, qui relie, pour une modification donnée, le bénéfice par tranche (B - en k€) à son coût par tranche (C - en k€) :

$$B^{1/8} \cdot C^{7/8} = 100 \text{ k€}$$

Sur la Figure 5 - 17, les bords de la bande de fluctuation ont été ajustés sur les points du nuage, de deux manières différentes :

- dans un premier temps, a été délimitée, en traits pleins, une bande dont le bord supérieur s'appuie sur les points supérieurs du nuage (et n'est plus tracé parallèlement au bord inférieur comme sur la Figure 5 - 18). Il est à noter que tous ces points correspondent à des modifications de type « radioprotection » ;
- dans un second temps, compte tenu du fait que l'instruction a conduit à privilégier un traitement séparé des modifications d'impact dosimétrique (voir le chapitre 4), il est apparu préférable de définir le bord supérieur de la bande (en traits pointillés) en s'appuyant uniquement sur les modifications de type « sûreté ». En pratique, cette construction s'appuie sur les modifications de type « Fusion ».

Dans les deux cas, le nuage de points s'élargit lorsque le ratio IES croît.

On notera au passage, sur la Figure 5 - 17, que les quelques modifications de type « S1 » sont regroupées.

L'existence d'une bande de fluctuation montre qu'il existe une corrélation élevée entre le coût de réalisation d'une modification et le gain de sûreté qui en est attendu. Le positionnement d'une modification en dehors du nuage de points principal est alors le signe de sa singularité.

III.3.2.3. Modifications singulières

Sur les diagrammes précédents (qui englobent les données des 3 lots d'application), comme sur la Figure 5 - 18, deux modifications sortent nettement du nuage de points délimité. Il s'agit de deux modifications du lot VD3 900.

III.3.2.3.1. Relèvement du seuil de tarage des soupapes SEBIM

Cette modification affiche un ratio IES (~0,3) statistiquement beaucoup plus élevé que celui que l'on attendrait (<10⁻³) si elle se comportait comme les autres modifications, compte tenu de la valeur du bénéfice sûreté attendu.

Ceci s'explique par le coût très faible de cette modification, par tranche, puisqu'il s'agit d'une simple opération de tarage des soupapes, laquelle peut être réalisée sur site pour le palier CPY (sur le CP0, « la modification du tarage nécessite le remplacement du ressort et des rondelles d'appui de la tête de soupape. Le coût de ce remplacement n'a pas été chiffré mais en tout état de cause, il devrait être inférieur au remplacement de la soupape, qui est de 14 k€ pour les deux soupapes d'une tranche »).

Sur la Figure 5 - 19, est porté cette fois le *coût par tranche* en fonction de l'IES. Toutes les valeurs, y compris cette modification particulière, se regroupent alors dans une bande de fluctuation commune, hormis la seconde modification, évoquée ci-dessous, qui apparaît quant à elle véritablement singulière.

III.3.2.3.2. Réévaluation sismique du Bugey

La singularité de cette modification a déjà été mise en évidence par ailleurs.

Cette modification est celle dont le coût est le plus élevé du lot VD3 900.

Il s'agit en outre d'une modification relative à un type d'agressions externes (le séisme), la contribution desquelles n'est pas prise en compte à ce jour dans les EPS françaises.

Alors que cette modification se situe sur la borne basse de la zone d'indétermination définie par Électricité de France ($IES=10^{-2}$ - voir la Figure 5 - 20), son bénéfice est du même ordre de grandeur que les modifications situées au-delà de cette zone d'indétermination ($IES > 10^{-1}$).

Même en considérant le bénéfice sûreté pour tout le parc Électricité de France, plutôt que le bénéfice par tranche, la singularité de cette modification dans l'application de la méthode coût-bénéfice perdure (voir la Figure 5 - 21), même si elle est moins prononcée.

Il apparaît donc nécessaire de s'interroger sur la pertinence de l'intégration de cette modification dans un lot, pour une analyse de type CB/S. Plus généralement, il est à noter à ce sujet que, dans les diagrammes présentés, le bénéfice sûreté indiqué est un bénéfice (moyen) par tranche. Les modifications, comme celles-ci, qui n'impactent pas le parc dans son ensemble mais uniquement un site, affichent évidemment plus facilement un comportement statistique singulier.

Les modifications qui n'impactent pas tout le parc, mais uniquement un site ou deux (comme les modifications concernant uniquement le palier CP0), ne permettent pas d'atténuer les coûts d'étude sur un grand nombre de tranche, contrairement aux modifications implantés sur l'ensemble du parc 900 ou 1300. Or, les coûts d'étude (rapportés à une modification) ne sont pas détaillés par Électricité de France et sont cumulés, dans les coûts globaux d'implantation, avec les coûts de chantier (qui se rapportent donc à chaque tranche impactée). La méthode favorise donc les modifications concernant de nombreux réacteurs au détriment de celles relatives à un ou quelques sites (CP0 puis EPR).

III.3.2.4. Largeur de la zone d'indécision - Dispersion des IES

La bande de fluctuation définie au paragraphe III.3.2.2 délimite :

- un intervalle typique de dispersion du bénéfice sûreté associé à une valeur d'IES donnée ;
- un intervalle typique de dispersion de l'IES associé à une valeur donnée de bénéfice sûreté par tranche.

Ceci est illustré sur les deux diagrammes de la Figure 5 - 22.

Sur cette figure, l'IRSN a indiqué la zone de dispersion correspondante, située au même niveau d'IES que la zone d'indétermination définie par Électricité de France. En particulier, lorsque l'on fixe la même limite supérieure (10^{-1}), on obtient :

- soit une zone de dispersion de largeur 100 (2 décades), pour une bande de fluctuation à bords parallèles ;
- soit, plus justement sans doute, une zone de dispersion de largeur 30 environ (1,5 décades) pour une bande de fluctuation à bords non parallèles, appuyée sur le nuage des points.

D'ailleurs, la Figure 5 - 23 montre que, indépendamment du bénéfice sûreté, le saut (dans la distribution cumulée des IES) est plus prononcé à la valeur de $10^{-2,5}$ (+14%) qu'à la valeur de 10^{-2} (+9%).

REFERENCES DU CHAPITRE 5

Lettres transmises par l'ASN

- [5_1] Lettre DGSNR DEP-SD2-N° 493-2006 du 11/09/2006 - Méthodes coût - bénéfice pour la sûreté
- [5_2] Lettre DGSNR- DEP- SD2-0222-2005 du 27 avril 2005 - Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyses coût-bénéfice pour la sûreté

Documents transmis par Électricité de France

- [5_3] Lettre Électricité de France DIN du 16 novembre 2004
- [5_4] Note ENSN04147 A du 15 novembre 2004 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [5_5] Lettre Électricité de France DIN du 3 mars 2005
- [5_6] Lettre Électricité de France ENSN050112 du 17 novembre 2005 - Analyses coût - bénéfice pour la sûreté
- [5_7] Note ENSN04147 B du 21 novembre 2005 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [5_8] Lettre Électricité de France SEPTEN du 14 février 2006 - Suite réunion de cadrage
- [5_9] Note Électricité de France/R&D/MRI/EPNSA H-T51-2006-01615-FR 1.0 du 23 juin 2006 transmise par la lettre ENSN0600081 du 29/06/06
- [5_10] Note Électricité de France/DPI/CIPN EMESF0600295 Indice A, du 08 juin 2006 - Analyses Coût-bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 900 MWe - CPY
- [5_11] Note Électricité de France/DPI/CIPN EMESF0600294 Indice A du 08 juin 2006 - Analyses Coût-bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications du palier 1300 MWe
- [5_12] Note Électricité de France/DPI/CIPN EMESF0600223 Indice A du 16 juin 2006 - Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté
- [5_13] Lettre ENSN06078 du 27/06/06 - GP coût Bénéfice Sûreté - Application méthode aux VD2 et VD3
- [5_14] Lettre Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060094 du 26 juillet 2006 - GP Coût Bénéfice Sûreté - Compléments d'analyse (exemples détaillés)
- [5_15] Note Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060101 du 06/10/06 transmise par la lettre ENSN060121 du 13/10/06 - Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale
- [5_16] Note Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A du 24 mai 2006 transmise par la lettre ENSN060061 du 08/06/06 - Méthode coût/bénéfice sûreté
- [5_17] Lettre Électricité de France ENSN060150 du 19 décembre 2006 - GP Coût Bénéfice Sûreté - Bonnes pratiques et compléments EPS 2
- [5_18] Lettre IB-02/50 de B. Dupraz de septembre 2002 « troisième visite décennale des tranches REP 900 MWe »
- [5_19] Fiche de réponse EMESN060083 du 13/11/07

Documents émis par l'IRSN

- [5_20] Avis DSR 2005-233 du 23 juin 2005 - Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyse coût - bénéfice pour la sûreté
- [5_21] Lettre DSR/SAGR/2006-59 du 8 mars 2006 - Compte rendu de la réunion de cadrage du GP « Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté »
- [5_22] Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyse coût - bénéfice pour la sûreté, Courrier IRSN/DSR/SAGR/2005-255 du 13/09/2005
- [5_23] Questionnaire DSR/SAGR/2006-308 GP « Examen de la méthode Coût-Bénéfice pour la sûreté, Second questionnaire, relatif à la hiérarchisation des modifications » du 26 octobre 2006

TABLEAUX DU CHAPITRE 5

Tableau 5 - 1 Liste des modifications VD3 900 MWe, hiérarchisées _____ 187

Tableau 5 - 2 Liste des modifications VD2 900 MWe, hiérarchisées _____ 188

Tableau 5 - 3 Liste des modifications VD2 1300 MWe, hiérarchisées _____ 189

Tableau 5 - 4 Liste des modifications du lot VD3 900, hiérarchisées selon l'IES décroissant (les bénéfices et les coûts sont exprimés en k€) _____ 190

Tableau 5 - 5 Liste des modifications hiérarchisées selon l'IES décroissant avec cumul respectif des coûts et des bénéfices (exprimés en k€) pour les 24 modifications du lot VD3 900, hors modification de la chaîne PMC, dont le coût est négatif _____ 191

Tableau 5 - 6 Liste des modifications du lot VD3 900 selon l'IES décroissant avec cumul des coûts et des bénéfices (exprimés en k€). Les 7 modifications correspondant à des décisions de l'ASN, des demandes du Groupe Permanent, et des engagements ou « quasi-engagements » d'Électricité de France sont toutefois classées en priorité _____ 192

Tableau 5 - 1 Liste des modifications VD3 900 MWe, hiérarchisées

Thèmes du réexamen	Modification	ratio C/B	Code
Performances	Modification chaîne PMC CPY	6	R2
Performances	Protection biologique des échangeurs REN	2,3E+00	DE2
Performances	Purification gros débit	1,2E+00	DE1
G1	Modification de la logique de protection des diesels	5,6E-01	FU2
Performances	Mise en place de calorifuge démontable	4,9E-01	DE3
F1	Recalibrage du diaphragme U5 Bugey	4,5E-01	S1
E3	Remplacement des boulons du TAM CPY	4,4E-01	R4
F1	Fiabilisation de l'ouverture des soupapes du pressuriseur	4,1E-01	R0
F1	Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP	3,6E-01	S5
B3	Situation H1.2 : adaptation de l'exutoire de pression et conduite associée	3,4E-01	FU1
F2	Arrêt des GMPP sur signal température haute palier CP0	8,8E-02	FU3
D5	Incendie - Installation de protection à eau de type sprinkler dans les locaux W401 + W402 + W431 (CPY)	5,6E-02	FU6
E2	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CPY	1,7E-02	DO2
D4	Abaissement du point de tarage des soupapes SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	1,3E-02	FU4
B1	Modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol 0,145g Bugey	1,1E-02	FU5
E4	Évolution logicielle ébulliomètre	9,2E-03	DO5
D3	Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV (RTGV)	6,2E-03	DO1
E4	Doublement de l'information activité enceinte en SdC	4,7E-03	FU9
E2	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CP0	3,2E-03	DO3
E1	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : aéroréfrigérants diesels	1,6E-03	FU11
B2	Parc GNU : renforcement de la toiture	1,4E-03	FU8
E1	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : protection rejets SEC de Blayais	9,9E-04	FU12
F1	Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	4,2E-04	S10
F1	Détection percée cuve	3,1E-04	S4
E4	Mise à niveau sismique de la chaîne KRT-REN-APG	1,8E-04	DO6

Tableau 5 - 2 Liste des modifications VD2 900 MWe, hiérarchisées

Numéro Dossier d'Intervention	Libellé modification	Indicateur d'Efficacité Sûreté (IES)	Code
PNXX1130	Farley Tihange - Suppression RIS 127-287 VP	6,00E+00	DE1
PNXX 1294	Farley Tihange - Protection RIS BC/BF	5.00E+00	DE2
PNXX1121	Amélioration de la fiabilité du LLS	4.00E+00	FU1
PTZZ 0841	Remplacement des orifices du RCV par une vanne réglante	3,00E+00	DES
PNXX 1097	Suivi de la capacité thermique des échangeurs SEC/RRI	2,00E+00	FU2
PNXX 1120	Présence d'air dans les tuyauteries RIS-EAS	1,25E+00	FU3
PNXX 1314	Redondance fonctionnelle de l'ASG	6,65E-01	FU4
PTZZ 0921	Éclissage permanent du GUS	4,98E-01	FU5
PNXX 1269	Amélioration du DVS	2,48E-01	FU6
PTZZ 0876	Modification des piquages RIS- EAS-RRA	2,44E-01	DE4
PNXX 1222	Diversification des disjoncteurs d'AAR	6,71 E-02	FU7
PNXX 1126	Isolement auto décharge du RCV sur haute température	7,38E-03	FU8
PNXX 1135	Modification de la protection des GMPP sur haut débit de fuite	5,90E-03	FU9

Tableau 5 - 3 Liste des modifications VD2 1300 MWe, hiérarchisées

Lot	Numéro Dossier d'Intervention	Libellé modification	Indicateur d'Efficacité Sûreté (IES)	Code
VD2/PID2	PNXX 2/3 533	AMELIORATION PERF, PMC	6,00E+00	R1
VD2/PID2	PNXX 2/3 534	MISE SOUS VIDE DU CPP	5,00E+00	DE2
VD2/PID2	PNXX2/3 633	REPLACEMENT VANNES HT DIESELS	4,00E+00	FU9
Lot 2001	PNXX 2/3 104	REPLACEMENT ROBINETS EVENTS CUVE ET PRESSU.	3,00E+00	FU6
VD2/PID2	PNXX 2/3 245	PURIFICATION DU CIRCUIT PRIMAIRE	1,33E+00	DE1
Lot 2001	PNXX 2/3 292	APPOINT AUTO RECIRCULATION PUISARDS	7,70E-01	FU1
VD2/PID2	PNXX 2/3 301	INSTALLATION RECOMBINEURS H2 DANS LE BR	5,46E-01	R2
Lot 2001	PTZ2 2/3 921	ECLISSAGE PERMANENT DES GUS	1,55E-01	FU4
VD2/PID2	PNXX 2/3 457	MISE EN SERVICE DU LLS - REALIM. POMPE DE TEST	1,06E-01	FU3
VD2/PID2	PNXX 2/3 583	EXUTOIRE PRESSION ENCEINTE H1.2	6,75E-02	FU5
GALICE	PNXX 2/3 530	MODIFICATION DE LA LOGIQUE ASG	3,25E-02	DO1
VD2/PID2	PNXX 2/3 561	NON DEFIABILISATION RRA	2,62E-02	FU8
VD2/PID2	PNXX 2/3 511	MISE EN SERVICE RIS EAS PAR TPL	1,36E-02	FU10
VD2/PID2	PNXX 2/3 532	DISPONIBILITE DES TURBINES A COMBUSTION	6,24E-03	FU2
VD2/PID2	PNXX 2/3 315	EVOLUTION EBULLIOMETRE	3,94E-03	DO3
VD2/PID2	PNXX 2/3 512	CLASSEMENT SISMIQUE KRT	1,87E-04	DO2
VD2/PID2	PNXX 2/3 535	AMELIORATION DECHARGE RCV	5,47E-05	FU7

Tableau 5 - 4 Liste des modifications du lot VD3 900, hiérarchisées selon l'IES décroissant (les bénéfiques et les coûts sont exprimés en k€)

Thèmes	Modification	Bénéfice (=B)	Coût (=C)	IES (=B/C)
Perform.	Modification chaîne PMC CPY	1,12E+04	-7,28E+04	6
Perform.	Protection bio. des échangeurs REN	8,98E+03	3,92E+03	2,3E+00
Perform.	Purification gros débit	3,05E+04	2,54E+04	1,2E+00
G1	Modification logique de protection diesels.	2,02E+03	3,60E+03	5,6E-01
Perform.	Mise en place de calorifuge démontable	3,41E+03	6,94E+03	4,9E-01
F1	Recalibrage du diaphragme U5 Bugey	5,47E+01	1,20E+02	4,5E-01
E3	Remplacement boulons TAM CPY	4,60E+03	1,05E+04	4,4E-01
F1	Fiabilisation ouverture soupapes pressu.	6,20E+03	1,46E+04	4,1E-01
F1	Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP	3,10E+00	8,50E+00	3,6E-01
B3	Situation H1.2 : adaptation exutoire de pression et conduite associée	1,55E+02	4,59E+02	3,4E-01
F2	Arrêt GMPP sur signal température haute palier CP0	1,64E+02	1,86E+03	8,8E-02
D5	Incendie – Installation de protection à eau de type sprinkler dans les locaux W401 + W402 + W431 (CPY)	1,04E+02	1,87E+03	5,6E-02
E2	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CPY	1,53E+01	8,96E+02	1,7E-02
D4	Abaissment du point de tarage des SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	1,55E+02	1,22E+04	1,3E-02
B1	Modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol 0.145g Bugey	9,85E+02	9,40E+04	1,1E-02
E4	Évolution logicielle ébulliomètre	2,58E+01	2,79E+03	9,2E-03
D3	Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV (RTGV)	1,86E+02	2,99E+04	6,2E-03
E4	Doublement de l'information activité enceinte en SdC	4,70E-02	3,40E+02	4,7E-03
E2	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CP0	4,56E+00	1,44E+03	3,2E-03
E1	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : aéroréfrigérants diesels	1,82E+00	1,16E+03	1,6E-03
B2	Parc GNU : renforcement de la toiture	1,55E+00	1,12E+03	1,4E-03
E1	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : protection rejets SEC de Blayais	2,37E-01	2,44E+02	9,9E-04
F1	Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	1,55E+00	3,71E+03	4,2E-04
F1	Détection percée cuve	4,50E-02	4,93E+03	3,1E-04
E4	Mise à niveau sismique de la chaîne KRT-REN-APG	2,58E+00	1,42E+04	1,8E-04
Total des bénéfices et des coûts du lot de modifications		5,76E+04	2,36E+05	
Total des bénéfices et des coûts du lot <u>sans la modification PMC</u>		6,87E+04	1,63E+05	
IES du lot sans PMC (= (somme des bénéfices) / (somme des coûts))		4,21E-01		
Moyenne des IES des modifications du lot sans PMC			x 0,7 =	2,82E-01

Tableau 5 - 5 Liste des modifications hiérarchisées selon l'IES décroissant avec cumul respectif des coûts et des bénéfices (exprimés en k€) pour les 24 modifications du lot VD3 900, hors modification de la chaîne PMC, dont le coût est négatif

N°	Modification	IES (=B/C)	Bénéfice (=B)	Fraction restante	Coût (=C)	Fraction cumulée
1	Modification chaîne PMC CPY	6	1,12E+04	100,0%	-7,28E+04	0,0%
2	Protection bio. des échangeurs REN	2,3E+00	8,98E+03	84,4%	3,92E+03	1,7%
3	Purification gros débit	1,2E+00	3,05E+04	31,4%	2,54E+04	12,4%
4	Modification logique de protection diesels.	5,6E-01	2,02E+03	27,9%	3,60E+03	13,9%
5	Mise en place de calorifuge démontable	4,9E-01	3,41E+03	22,0%	6,94E+03	16,9%
6	Recalibrage du diaphragme U5 Bugey	4,5E-01	5,47E+01	21,9%	1,20E+02	16,9%
7	Remplacement boulons TAM CPY	4,4E-01	4,60E+03	13,9%	1,05E+04	21,4%
8	Fiabilisation ouverture soupapes pressu.	4,1E-01	6,20E+03	3,1%	1,46E+04	27,5%
9	Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP	3,6E-01	3,10E+00	3,1%	8,50E+00	27,5%
10	Situation H1.2 : adaptation exutoire de pression et conduite associée	3,4E-01	1,55E+02	2,9%	4,59E+02	27,7%
11	Arrêt GMPP sur signal température haute palier CP0	8,8E-02	1,64E+02	2,6%	1,86E+03	28,5%
12	Incendie – Installation de protection à eau de type sprinkler dans les locaux W401 + W402 + W431 (CPY)	5,6E-02	1,04E+02	2,4%	1,87E+03	29,3%
13	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CPY	1,7E-02	1,53E+01	2,4%	8,96E+02	29,7%
14	Abaissement du point de tarage des SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	1,3E-02	1,55E+02	2,1%	1,22E+04	34,8%
15	Modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol 0.145g Bugey	1,1E-02	9,85E+02	0,4%	9,40E+04	74,6%
16	Évolution logicielle ébulliomètre	9,2E-03	2,58E+01	0,3%	2,79E+03	75,8%
17	Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV (RTGV)	6,2E-03	1,86E+02	0,0%	2,99E+04	88,5%
18	Doublement de l'information activité enceinte en SdC	4,7E-03	4,70E-02	0,0%	3,40E+02	88,6%
19	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CP0	3,2E-03	4,56E+00	0,0%	1,44E+03	89,3%
20	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : aéroréfrigérants diesels	1,6E-03	1,82E+00	0,0%	1,16E+03	89,7%
21	Parc GNU : renforcement de la toiture	1,4E-03	1,55E+00	0,0%	1,12E+03	90,2%
22	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : protection rejets SEC de Blayais	9,9E-04	2,37E-01	0,0%	2,44E+02	90,3%
23	Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	4,2E-04	1,55E+00	0,0%	3,71E+03	91,9%
24	Détection percée cuve	3,1E-04	4,50E-02	0,0%	4,93E+03	94,0%
25	Mise à niveau sismique de la chaîne KRT-REN-APG	1,8E-04	2,58E+00	0,0%	1,42E+04	100,0%

En gris apparaissent les modifications correspondant à des décisions de l'ASN, des demandes du Groupe Permanent et des engagements ou « quasi-engagements » d'EDF.

Tableau 5 - 6 Liste des modifications du lot VD3 900 selon l'IES décroissant avec cumul des coûts et des bénéfiques (exprimés en k€). Les 7 modifications correspondant à des décisions de l'ASN, des demandes du Groupe Permanent, et des engagements ou « quasi-engagements » d'Électricité de France sont toutefois classées en priorité

N°	Modification	IES (=B/C)	Bénéfice (=B)	Fraction restante	Coût (=C)	Fraction cumulée
1	Modification chaîne PMC CPY	6	1,13E+04	100,0%	-6,07E+04	0,0%
2	Abaissement du point de tarage des SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	1,3E-02	1,55E+02	99,7%	1,22E+04	5,2%
3	Modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol 0.145g Bugey	1,1E-02	1,14E+03	98,0%	1,06E+05	45,0%
4	Évolution logicielle ébulliomètre	9,2E-03	1,17E+03	98,0%	1,09E+05	46,2%
5	Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV (RTGV)	6,2E-03	1,35E+03	97,7%	1,39E+05	58,8%
6	Doublement de l'information activité enceinte en SdC	4,7E-03	1,35E+03	97,7%	1,39E+05	59,0%
7	Détection percée cuve	3,1E-04	1,35E+03	97,7%	1,44E+05	61,1%
8	Mise à niveau sismique de la chaîne KRT-REN-APG	1,8E-04	1,35E+03	97,6%	1,58E+05	67,1%
9	Protection bio. des échangeurs REN	2,3E+00	1,03E+04	82,0%	1,62E+05	68,7%
10	Purification gros débit	1,2E+00	4,08E+04	29,1%	1,88E+05	79,5%
11	Modification logique de protection diesels.	5,6E-01	4,28E+04	25,6%	1,91E+05	81,0%
12	Mise en place de calorifuge démontable	4,9E-01	4,63E+04	19,6%	1,98E+05	83,9%
13	Recalibrage du diaphragme U5 Bugey	4,5E-01	4,63E+04	19,5%	1,98E+05	84,0%
14	Remplacement boulons TAM CPY	4,4E-01	5,09E+04	11,6%	2,09E+05	88,4%
15	Fiabilisation ouverture soupapes pressu.	4,1E-01	5,71E+04	0,8%	2,23E+05	94,6%
16	Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP	3,6E-01	5,71E+04	0,8%	2,23E+05	94,6%
17	Situation H1.2 : adaptation exutoire de pression et conduite associée	3,4E-01	5,73E+04	0,5%	2,24E+05	94,8%
18	Arrêt GMPP sur signal température haute palier CPO	8,8E-02	5,74E+04	0,2%	2,26E+05	95,6%
19	Incendie – Installation de protection à eau de type sprinkler dans les locaux W401 + W402 + W431 (CPY)	5,6E-02	5,75E+04	0,0%	2,28E+05	96,4%
20	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CPY	1,7E-02	5,75E+04	0,0%	2,28E+05	96,8%
21	Amélioration de l'étanchéité de certaines traversées CPO	3,2E-03	5,76E+04	0,0%	2,30E+05	97,4%
22	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : aéroréfrigérants diesels	1,6E-03	5,76E+04	0,0%	2,31E+05	97,9%
23	Parc GNU : renforcement de la toiture	1,4E-03	5,76E+04	0,0%	2,32E+05	98,3%
24	Vents forts : protection vis-à-vis des projectiles : protection rejets SEC de Blayais	9,9E-04	5,76E+04	0,0%	2,32E+05	98,4%
25	Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	4,2E-04	5,76E+04	0,0%	2,36E+05	100,0%

FIGURES DU CHAPITRE 5

Figure 5 - 1 Synthèse de la hiérarchisation Lot VD3 900 _____	195
Figure 5 - 2 Lot VD3 900 - ratios coût / bénéfice sûreté avec zone d'indétermination _____	196
Figure 5 - 3 Synthèse de la hiérarchisation Lot VD2 900 _____	197
Figure 5 - 4 Lot VD2 900 Hiérarchisation des modifications _____	198
Figure 5 - 5 Synthèse de la hiérarchisation Lot VD2 1300 _____	199
Figure 5 - 6 Lot VD2 1300 - hiérarchisation des modifications _____	200
Figure 5 - 7 Progression du coût cumulé et du risque résiduel des modifications du lot VD3 900 selon le Tableau 5-5 (hors PMC, de coût négatif) _____	201
Figure 5 - 8 Progression du coût cumulé et du bénéfice résiduel des modifications du lot VD3 900 selon le Tableau 5-6 (7 modifications prioritaires) _____	201
Figure 5 - 9 Progression du bénéfice cumulé (en % du bénéfice total possible) en fonction du coût cumulé, d'une part en prenant les modifications dans l'ordre de leur IES décroissant, d'autre part en recourant à un algorithme d'optimisation (lot VD3 900, hors coût <0) _____	202
Figure 5 - 10 Progression du bénéfice cumulé (en % et en euros) en fonction du coût cumulé (en % en haut et en euros en bas) des 24 modifications du lot VD3 900 classées selon l'IES décroissant (hors modification PMC, dont le coût est négatif) _____	203
Figure 5 - 11 Progression du coût cumulé et du risque résiduel des modifications du lot VD2 900, hors modifications à coût négatif _____	204
Figure 5 - 12 Progression du coût cumulé et du risque résiduel des modifications du lot VD2 1300, hors modifications à coût négatif _____	204
Figure 5 - 13 Progression du coût cumulé et du risque résiduel pour l'ensemble des modifications sur lesquelles la méthode coût-bénéfice a été testée (regroupement des lots VD3 900, VD2 900 et VD2 1300), hors modifications à coût de possession négatif. En vert est indiquée la contribution de la réévaluation du spectre sismique du Bugey _____	205
Figure 5 - 14 Bénéfice sûreté estimé par tranche en fonction du ratio IES pour l'ensemble des modifications sur lesquelles la méthode coût-bénéfice a été appliquée (regroupement des lots VD3 900, VD2 900 et VD2 1300) _____	206
Figure 5 - 15 Bénéfice sûreté par tranche en fonction du ratio IES pour chacun des lots d'application ; les modifications à coût négatif ne sont plus considérées _____	206

Figure 5 - 16 Bénéfice vs IES (échelle Log-Log) - Tracé d'une bande de fluctuation à bords parallèles pour toutes les modifications à coût positif _____ 207

Figure 5 - 17 Distinction des différentes catégories de modifications - Tracé de deux bandes de fluctuation de largeur croissante : l'une basée sur l'ensemble des modifications (trait continu gris), l'autre sur les seules modifications de sûreté, hors radioprotection (trait en pointillés rouges) _ 207

Figure 5 - 18 Bénéfice vs IES (échelle Log-Log) - Modifications à coût positif - Identification de deux modifications à l'écart du nuage de point _____ 208

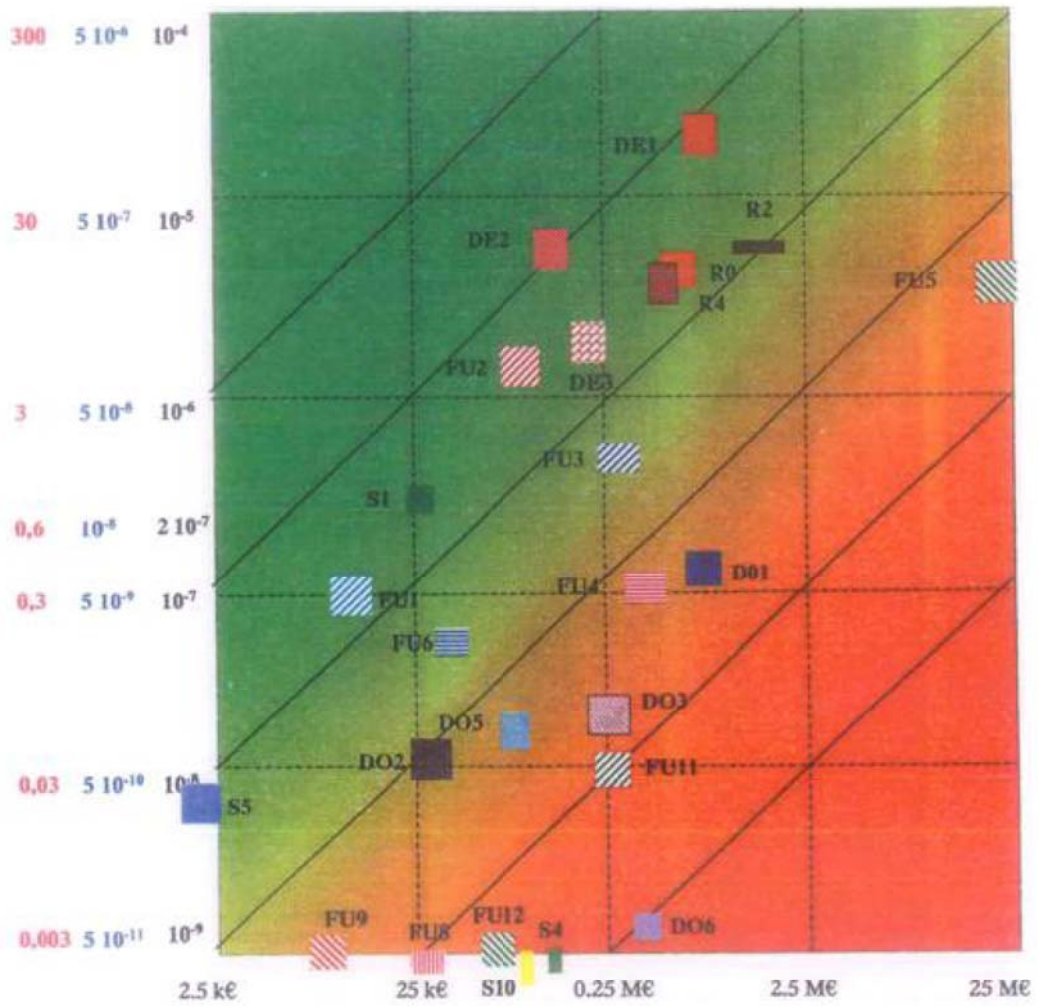
Figure 5 - 19 Coût par tranche des modifications à coût positif vs IES (échelle Log-Log) - Mise en évidence de la singularité de la réévaluation sismique du Bugey _____ 208

Figure 5 - 20 Bénéfice sûreté estimé par tranche en fonction du ratio IES - Positionnement de la « bande d'indécision » définie par EDF ($10^{-2} < IES < 10^{-1}$) _____ 209

Figure 5 - 21 Bénéfice sûreté estimé sur l'ensemble du parc en fonction du ratio IES - Positionnement de la « bande d'indécision » définie par EDF ($10^{-2} < IES < 10^{-1}$) _____ 209

Figure 5 - 22 Bénéfice sûreté par tranche en fonction du ratio IES - Bande de fluctuation à bords parallèles (en haut) et appuyée sur le nuage de points (en bas) _____ 210

Figure 5 - 23 Distribution cumulée des valeurs d'IES sur l'ensemble des 3 lots d'application de la méthode coût-bénéfice, regroupés ensemble _____ 211



Échelle : Doses (HxmSV/a.r.) - Rejets S1 (/a.r.) - Fusion ou rejets S3 (/a.r.)

Figure 5 - 1 Synthèse de la hiérarchisation Lot VD3 900

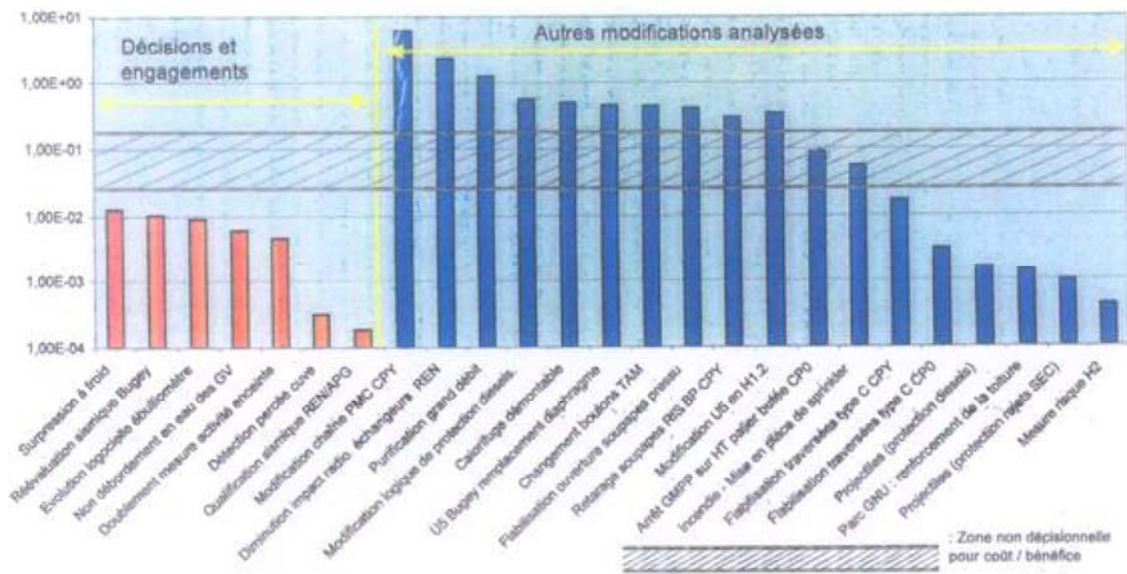
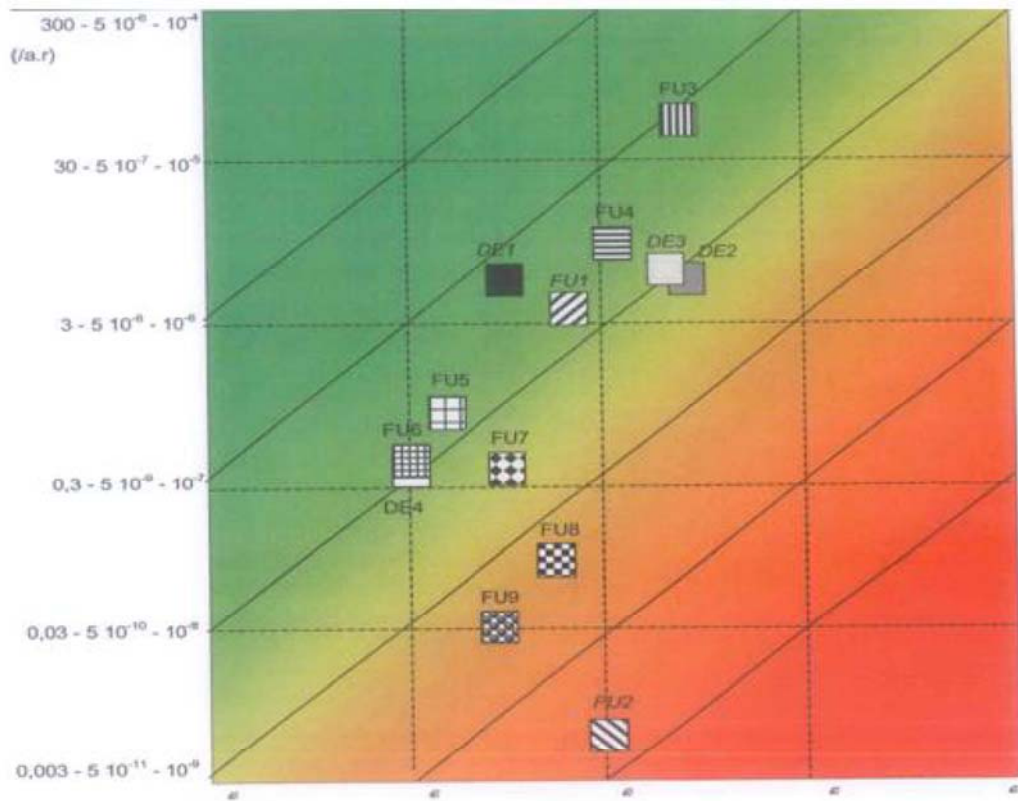


Figure 5 - 2 Lot VD3 900 - ratios coût / bénéfice sûreté avec zone d'indétermination



Échelle : Doses (HxmsV/a.r.) - Rejets S1 (/a.r.) - Fusion ou rejets S3 (/a.r.)

Figure 5 - 3 Synthèse de la hiérarchisation Lot VD2 900

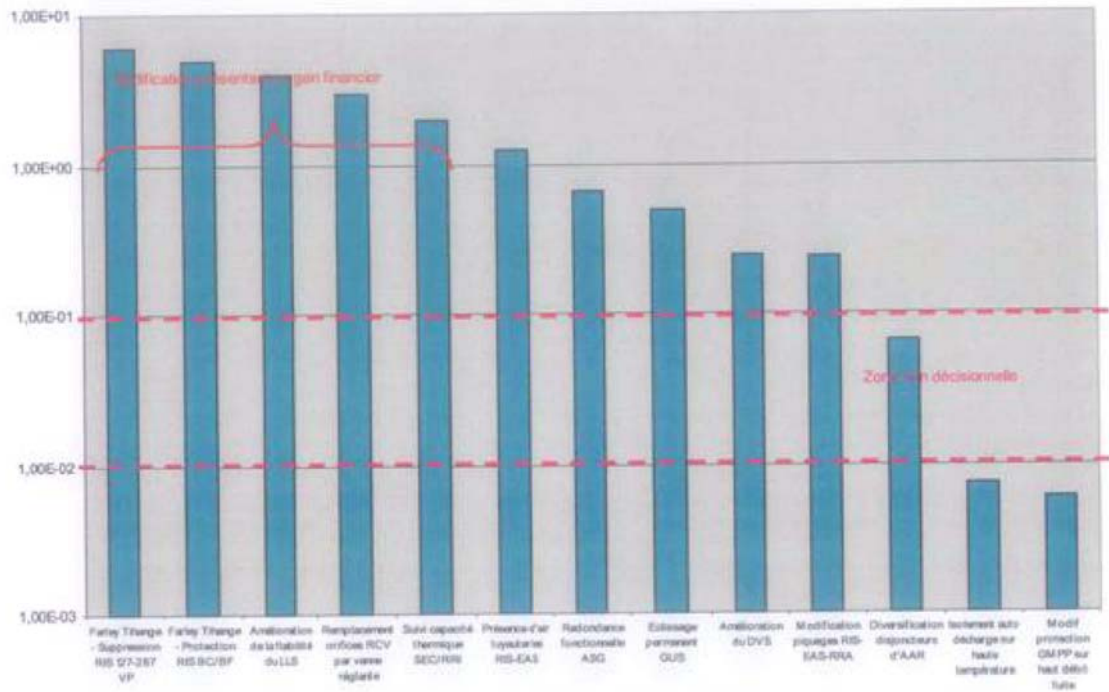
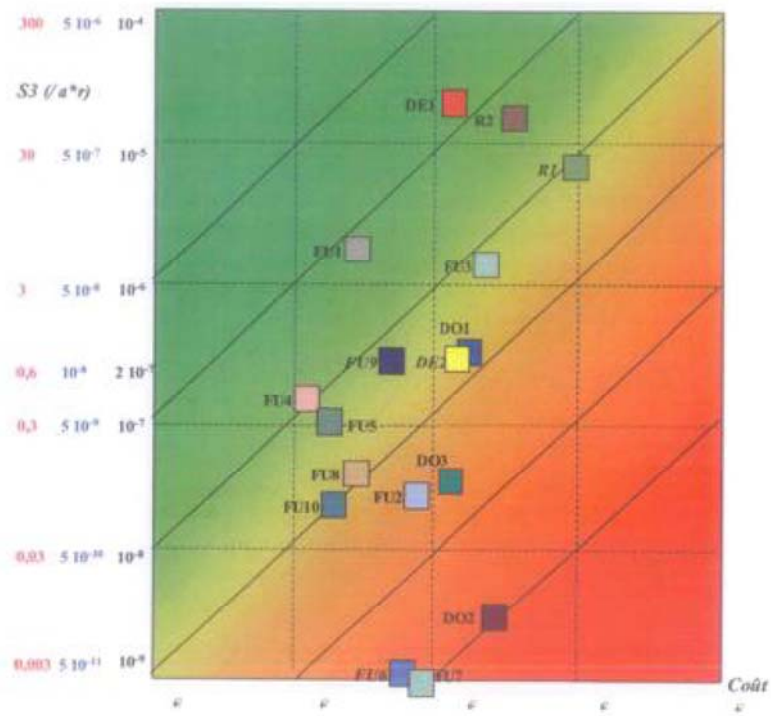


Figure 5 - 4 Lot VD2 900 Hiérarchisation des modifications



Échelle : Doses (HxmsV/a.r.) - Rejets S1 (/a.r.) - Fusion ou rejets S3 (/a.r.)

Figure 5 - 5 Synthèse de la hiérarchisation Lot VD2 1300

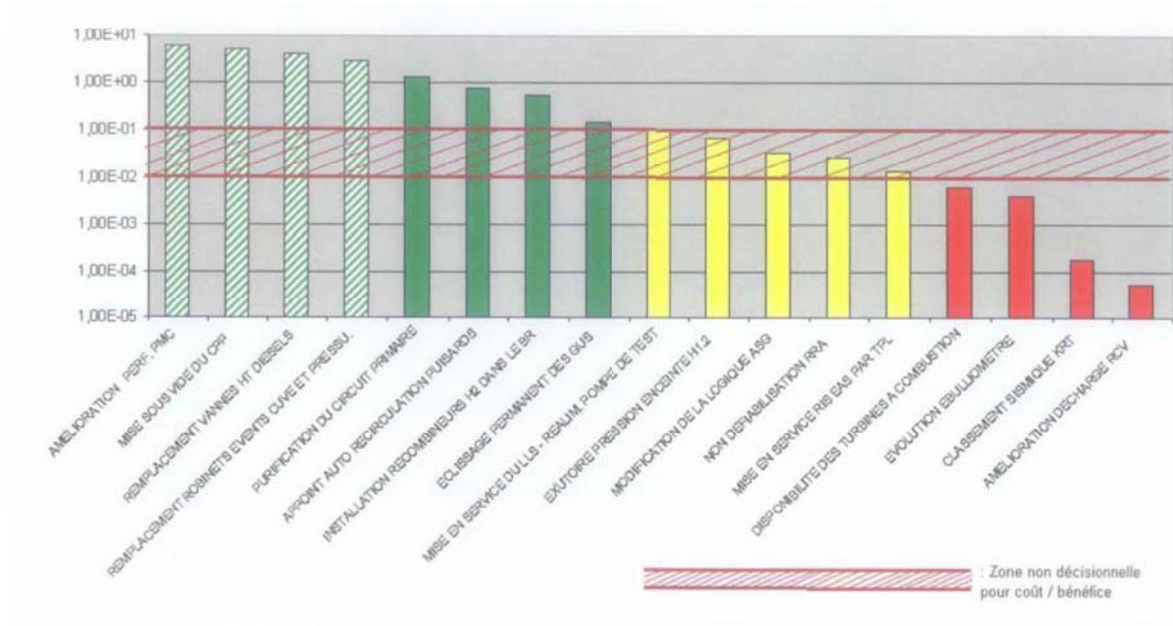


Figure 5 - 6 Lot VD2 1300 - hiérarchisation des modifications

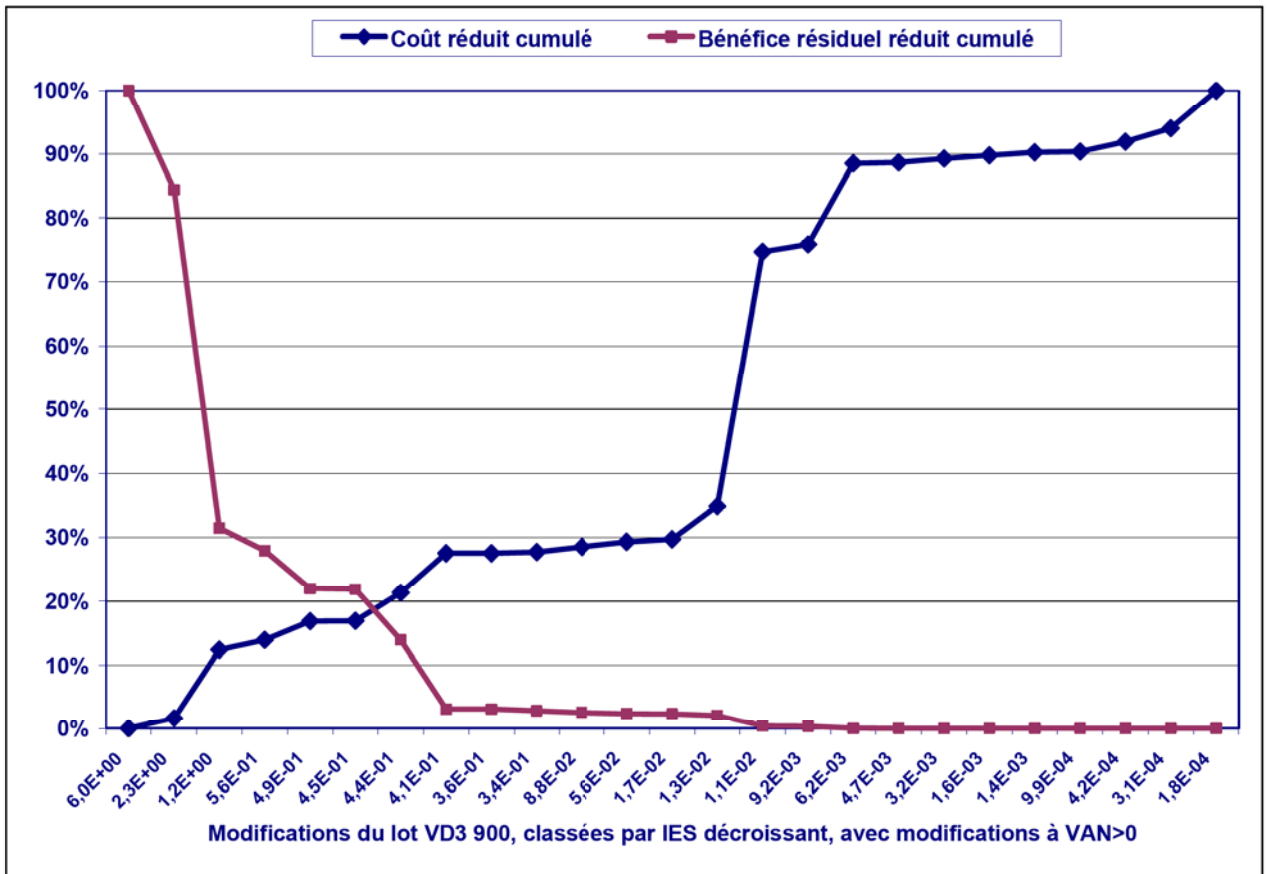


Figure 5 - 7 Progression du coût cumulé et du risque résiduel des modifications du lot VD3 900 selon le Tableau 5-5 (hors PMC, de coût négatif)

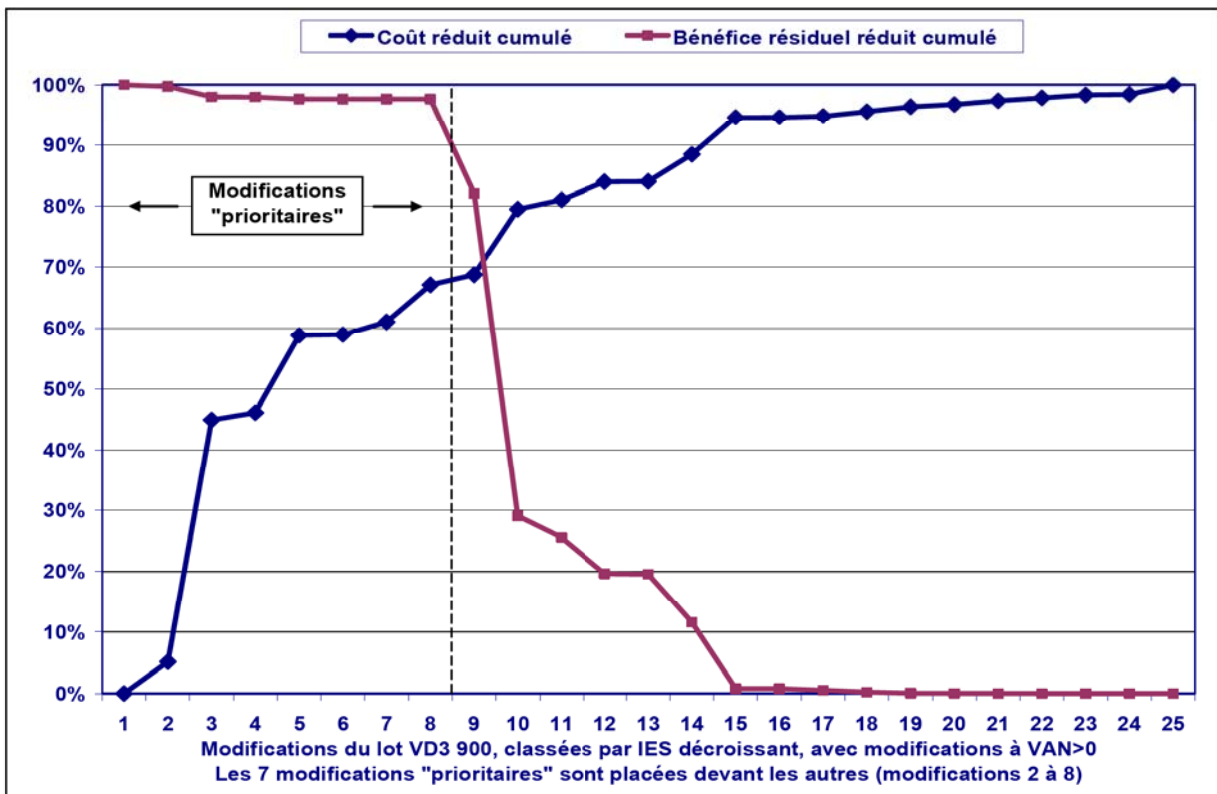


Figure 5 - 8 Progression du coût cumulé et du bénéfice résiduel des modifications du lot VD3 900 selon le Tableau 5-6 (7 modifications prioritaires)

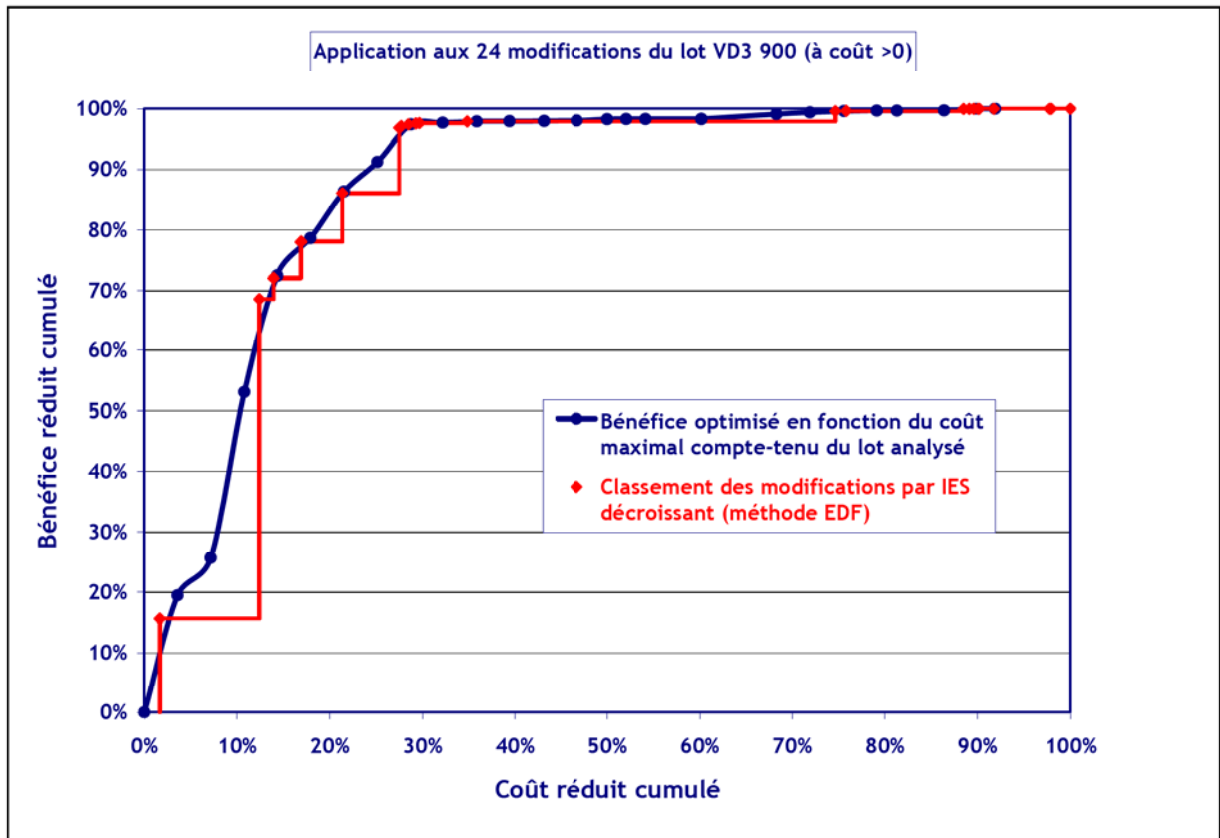


Figure 5 - 9 Progression du bénéfice cumulé (en % du bénéfice total possible) en fonction du coût cumulé, d'une part en prenant les modifications dans l'ordre de leur IES décroissant, d'autre part en recourant à un algorithme d'optimisation (lot VD3 900, hors coût <0)

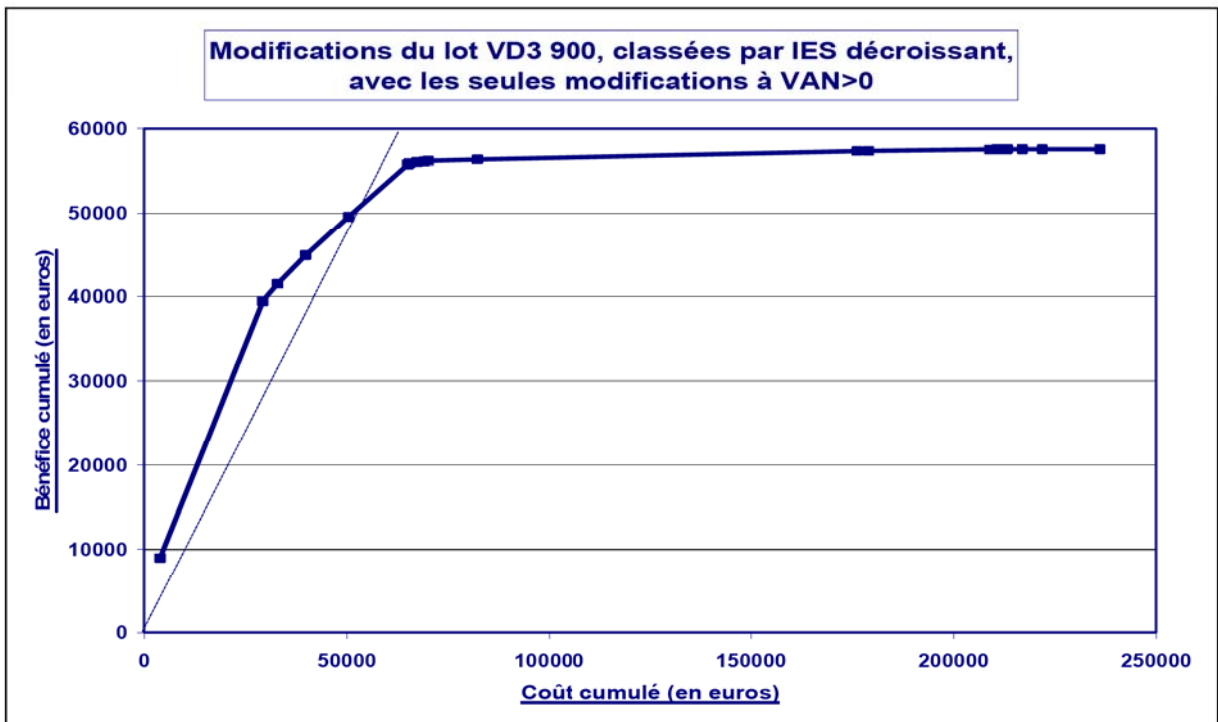
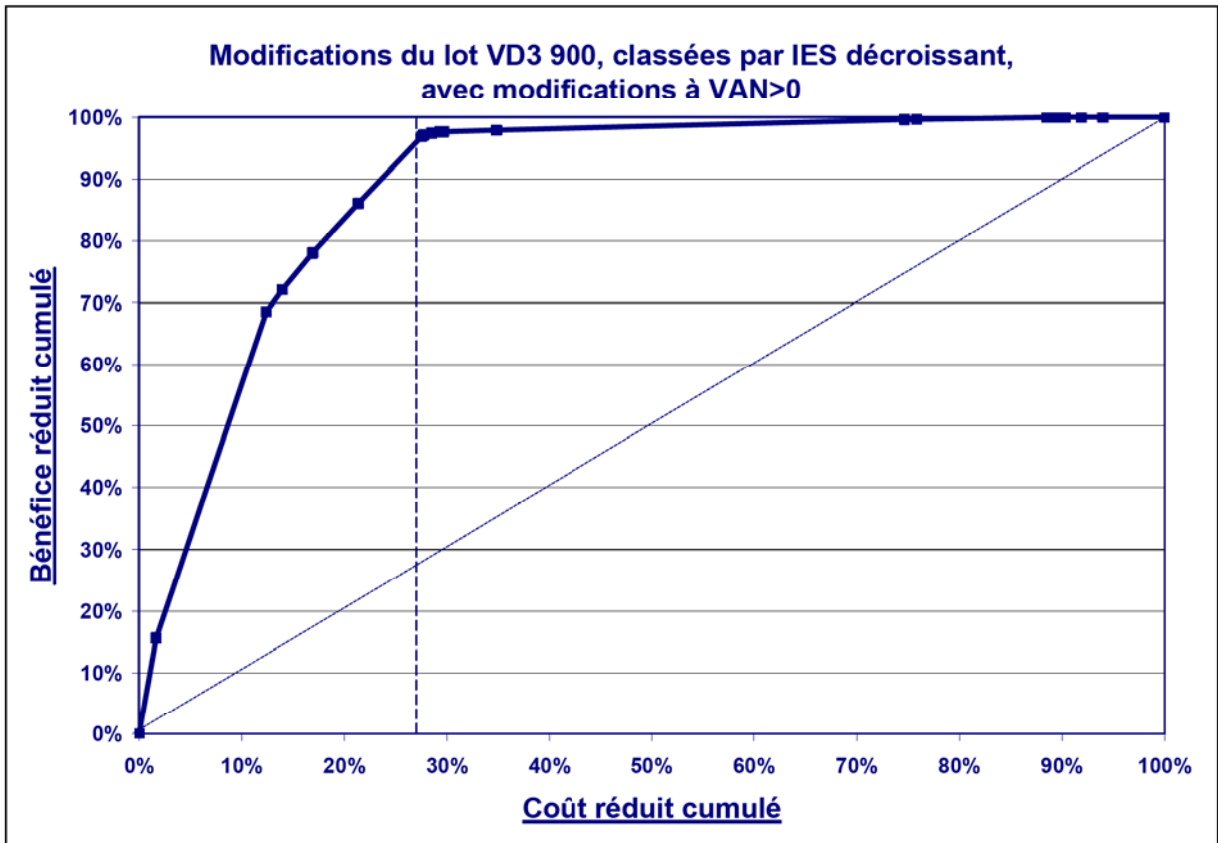


Figure 5 - 10 Progression du bénéfice cumulé (en % et en euros) en fonction du coût cumulé (en % en haut et en euros en bas) des 24 modifications du lot VD3 900 classées selon l'IES décroissant (hors modification PMC, dont le coût est négatif)

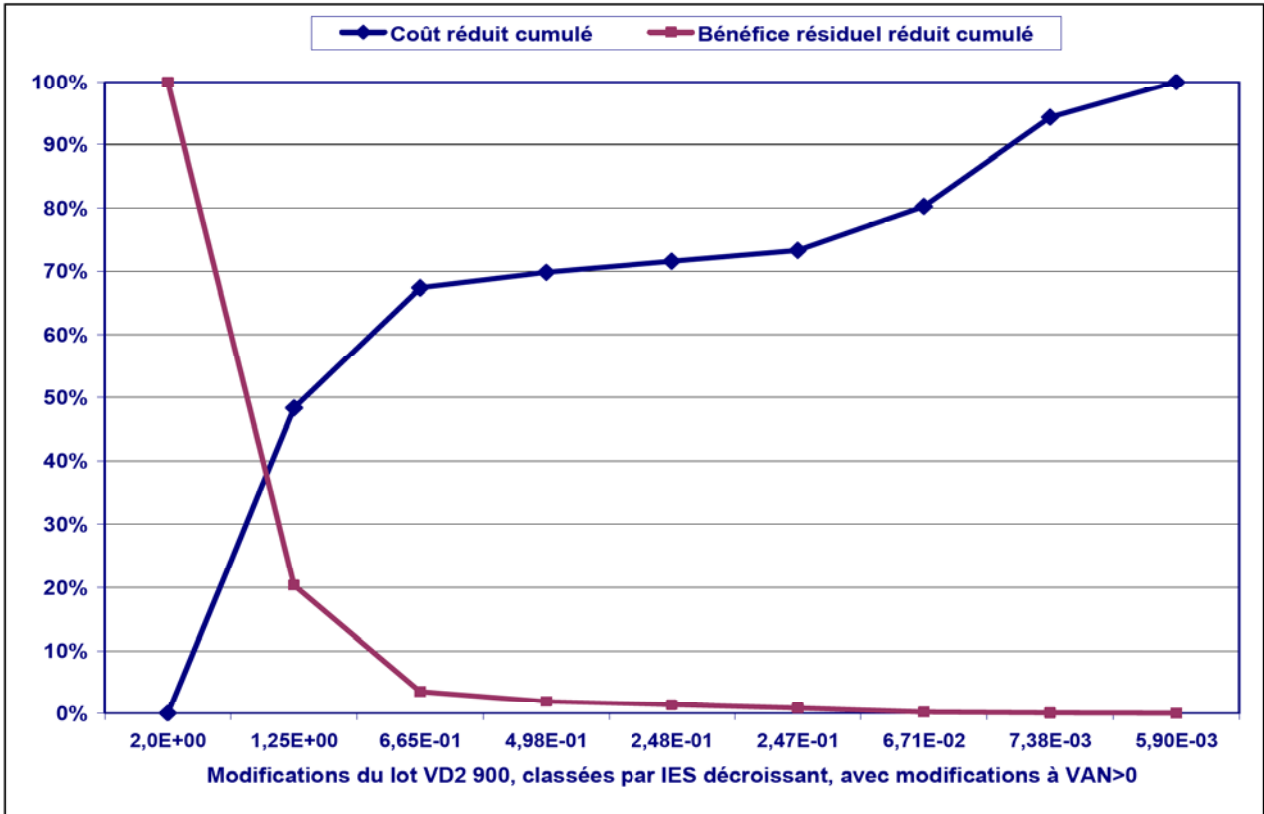


Figure 5 - 11 Progression du coût cumulé et du risque résiduel des modifications du lot VD2 900, hors modifications à coût négatif

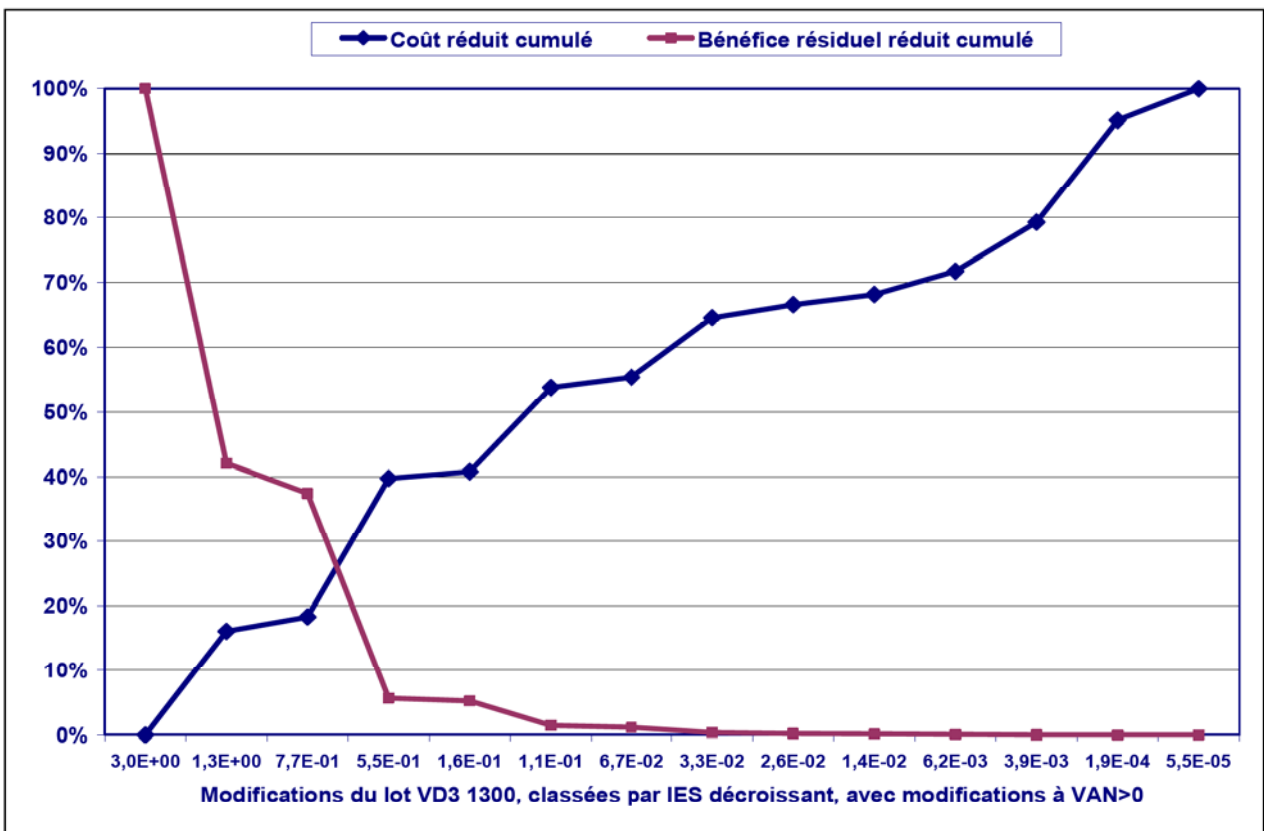


Figure 5 - 12 Progression du coût cumulé et du risque résiduel des modifications du lot VD2 1300, hors modifications à coût négatif

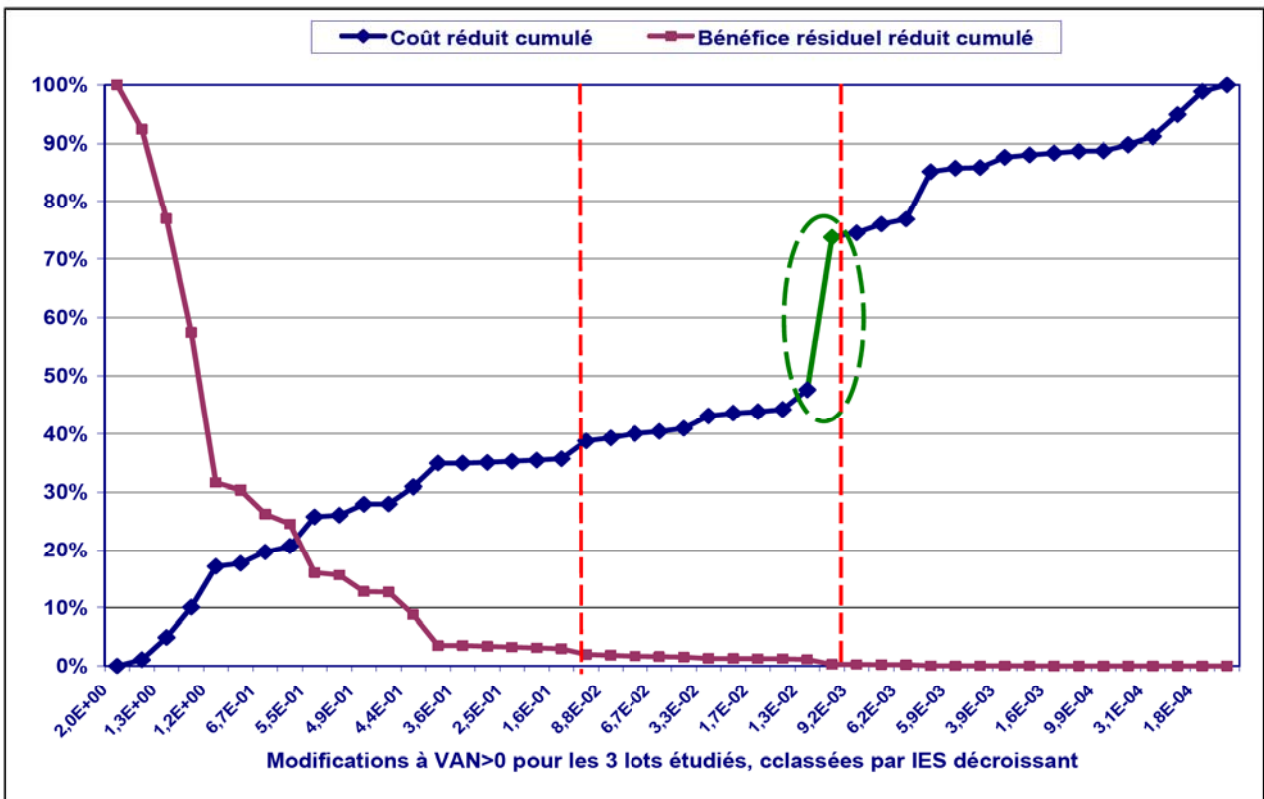


Figure 5 - 13 Progression du coût cumulé et du risque résiduel pour l'ensemble des modifications sur lesquelles la méthode coût-bénéfice a été testée (regroupement des lots VD3 900, VD2 900 et VD2 1300), hors modifications à coût de possession négatif. En vert est indiquée la contribution de la réévaluation du spectre sismique du Bugey

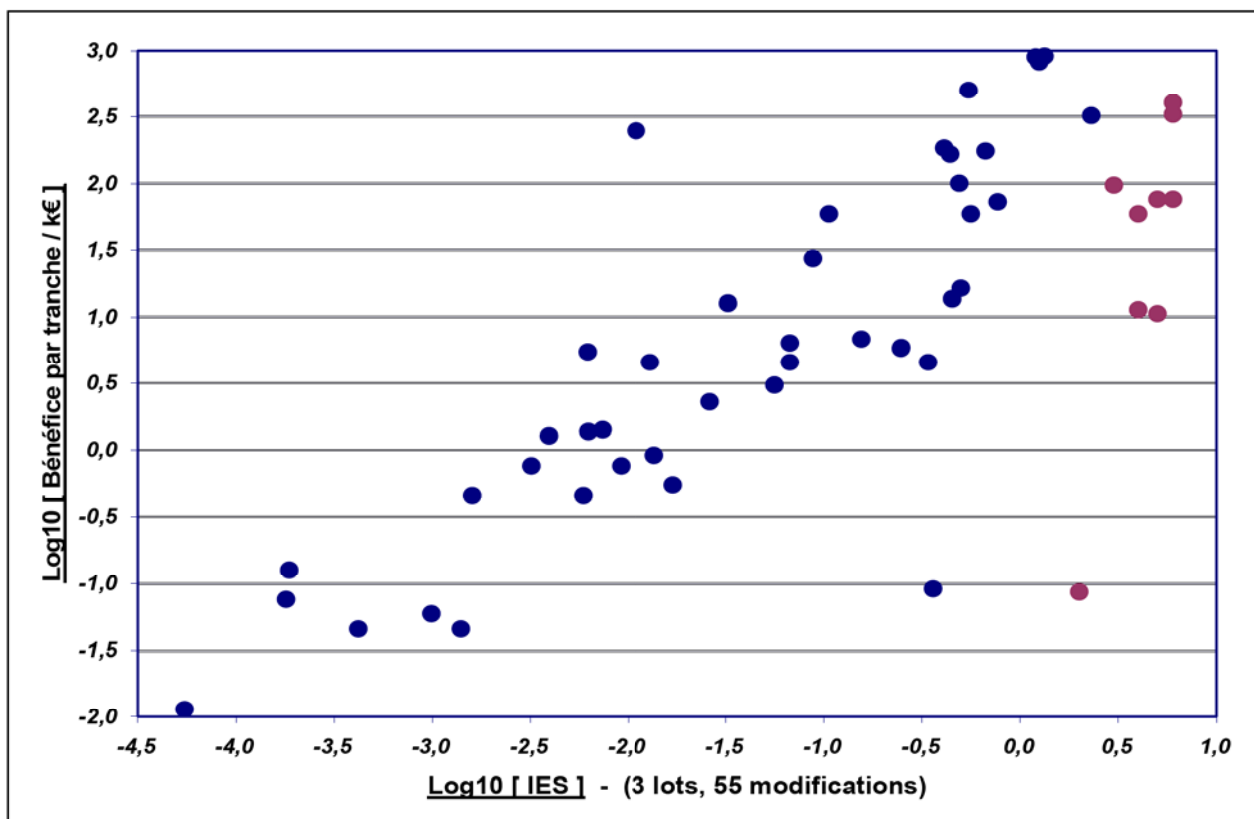


Figure 5 - 14 Bénéfice sûreté estimé par tranche en fonction du ratio IES pour l'ensemble des modifications sur lesquelles la méthode coût-bénéfice a été appliquée (regroupement des lots VD3 900, VD2 900 et VD2 1300)

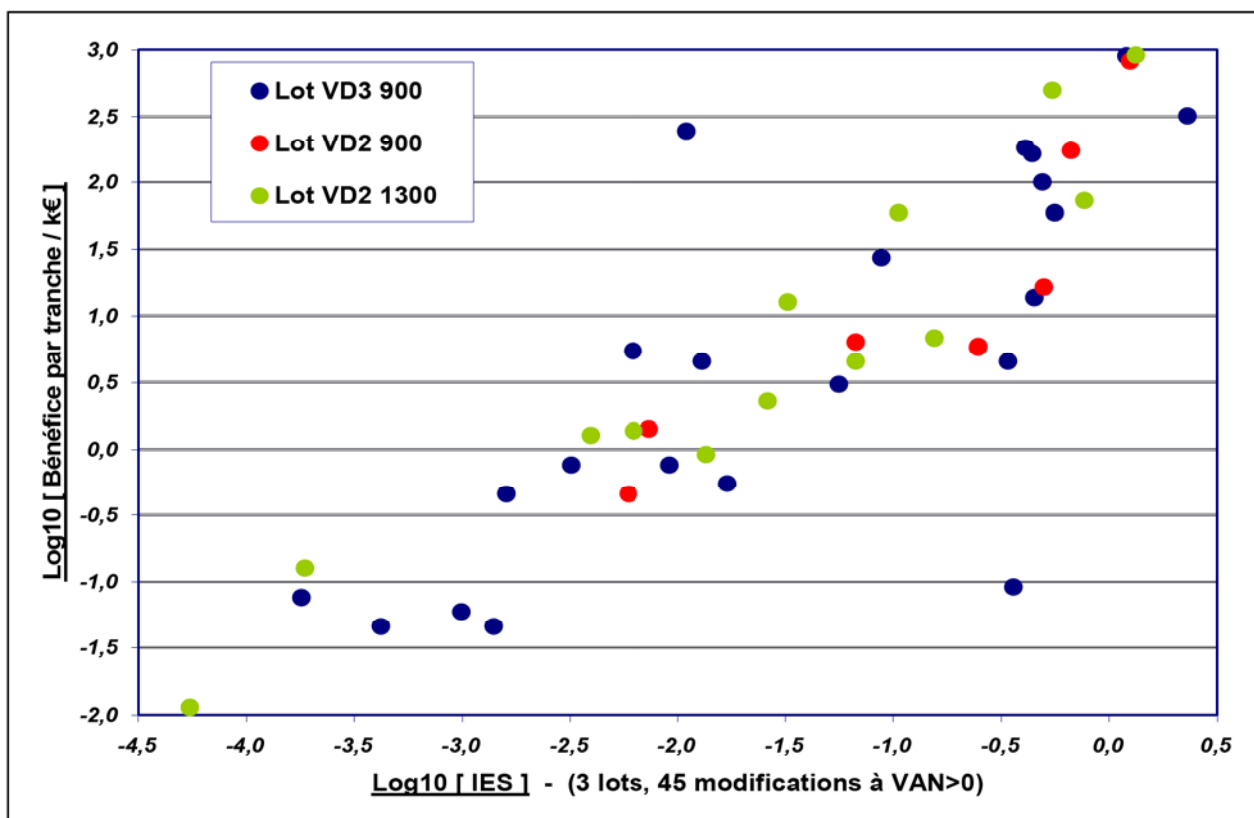


Figure 5 - 15 Bénéfice sûreté par tranche en fonction du ratio IES pour chacun des lots d'application ; les modifications à coût négatif ne sont plus considérées

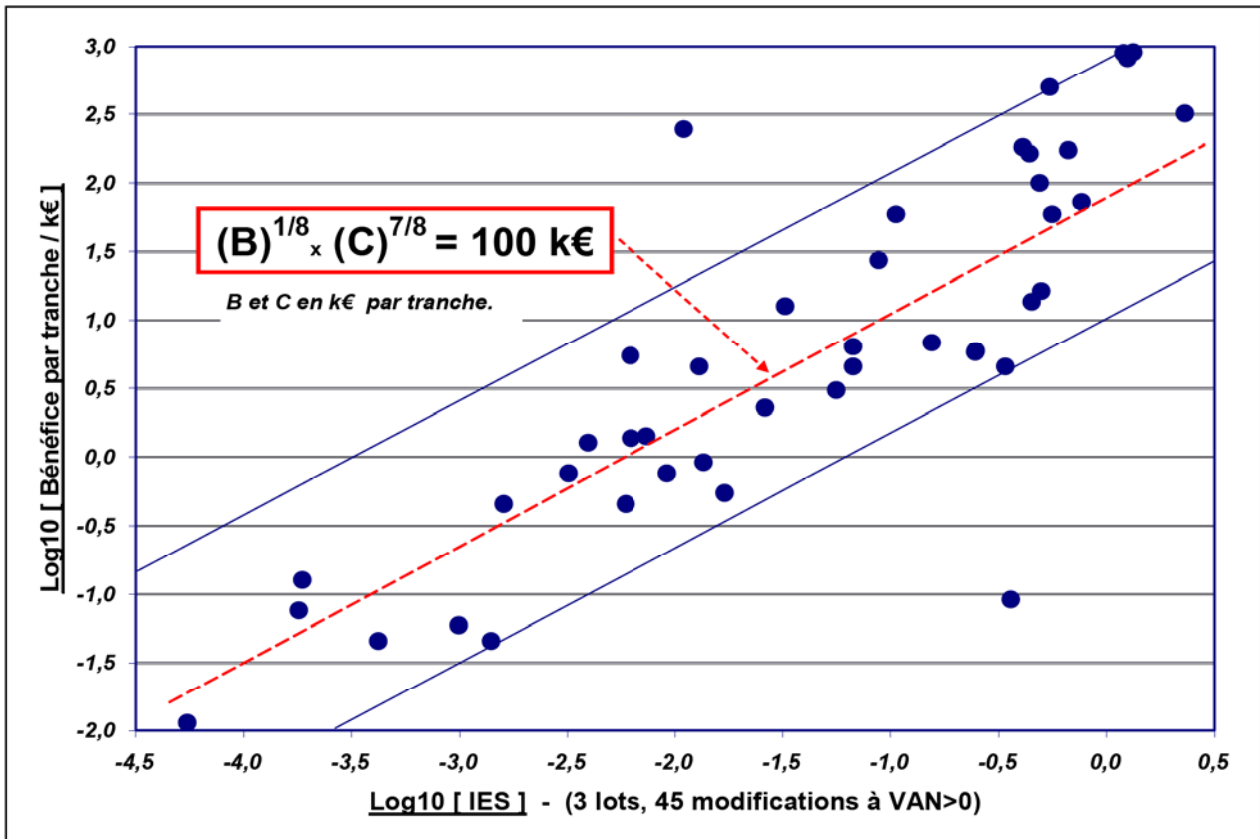


Figure 5 - 16 Bénéfice vs IES (échelle Log-Log) - Tracé d'une bande de fluctuation à bords parallèles pour toutes les modifications à coût positif

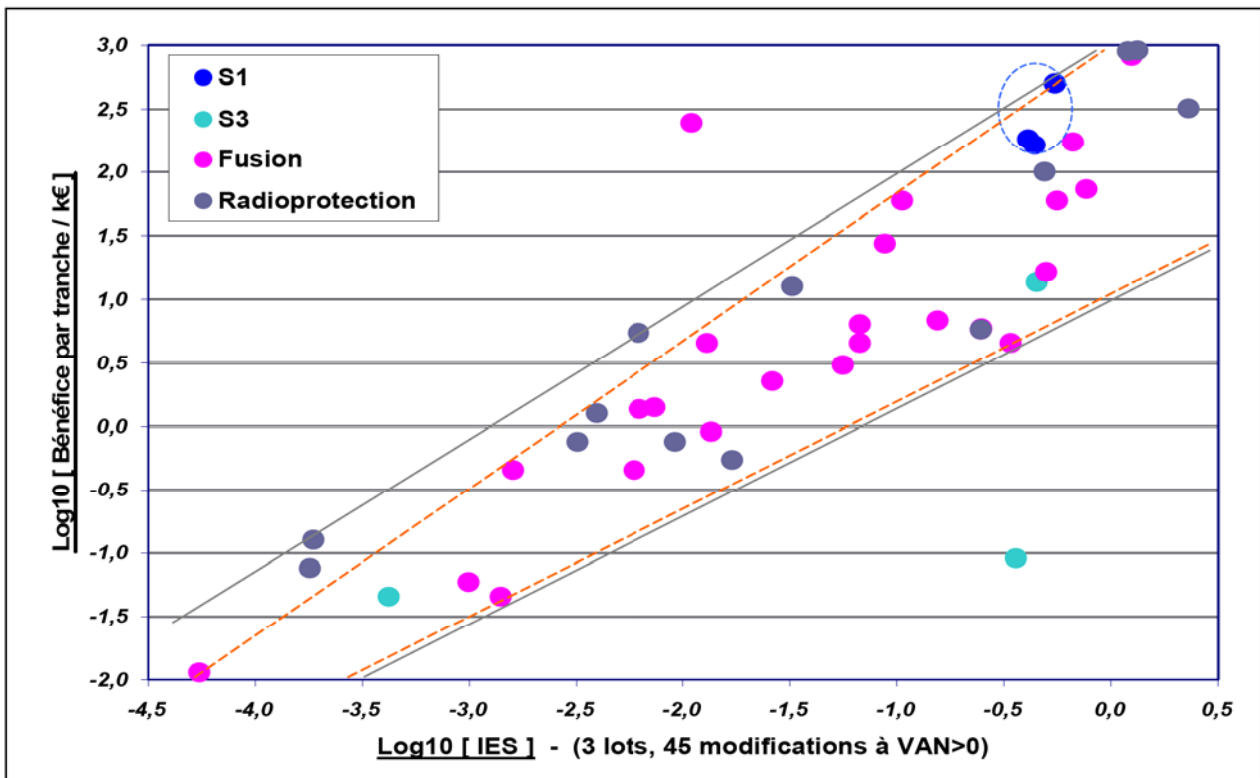


Figure 5 - 17 Distinction des différentes catégories de modifications - Tracé de deux bandes de fluctuation de largeur croissante : l'une basée sur l'ensemble des modifications (trait continu gris), l'autre sur les seules modifications de sûreté, hors radioprotection (trait en pointillés rouges)

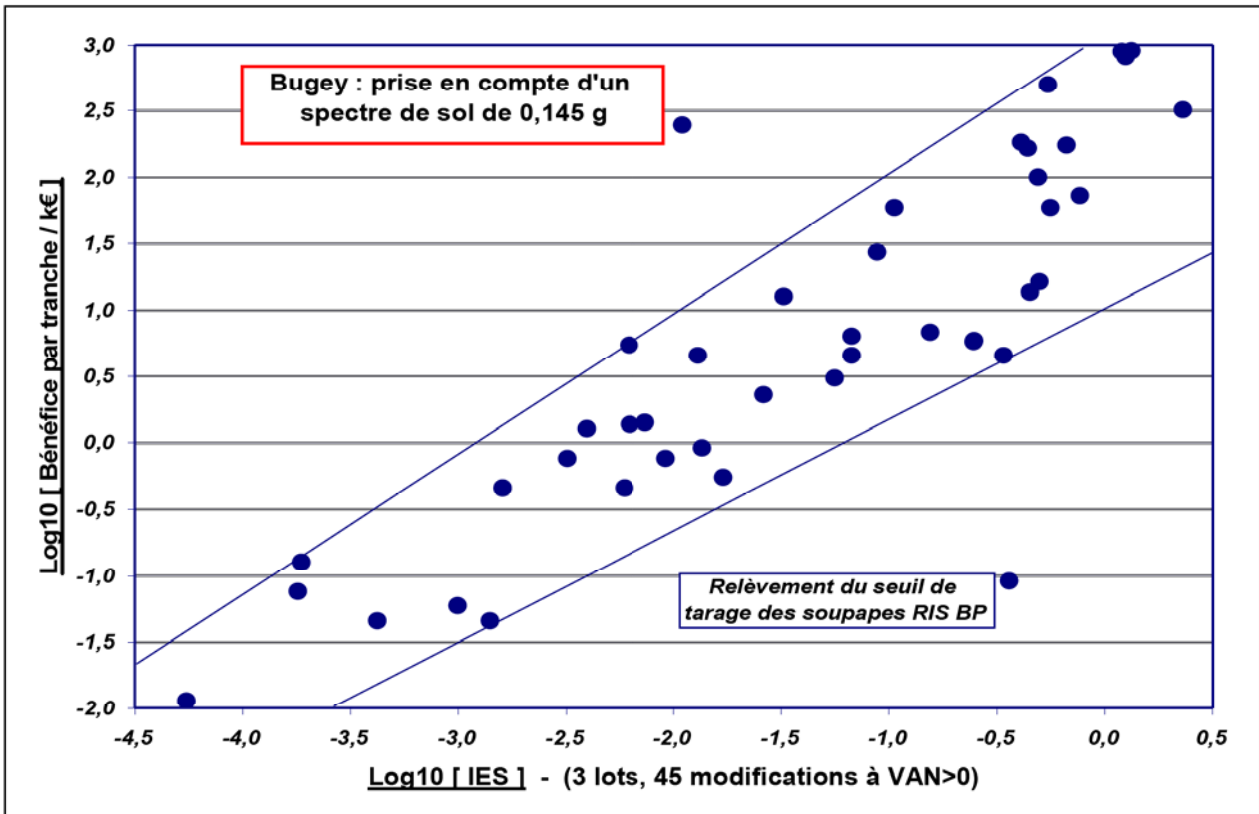


Figure 5 - 18 Bénéfice vs IES (échelle Log-Log) - Modifications à coût positif - Identification de deux modifications à l'écart du nuage de point

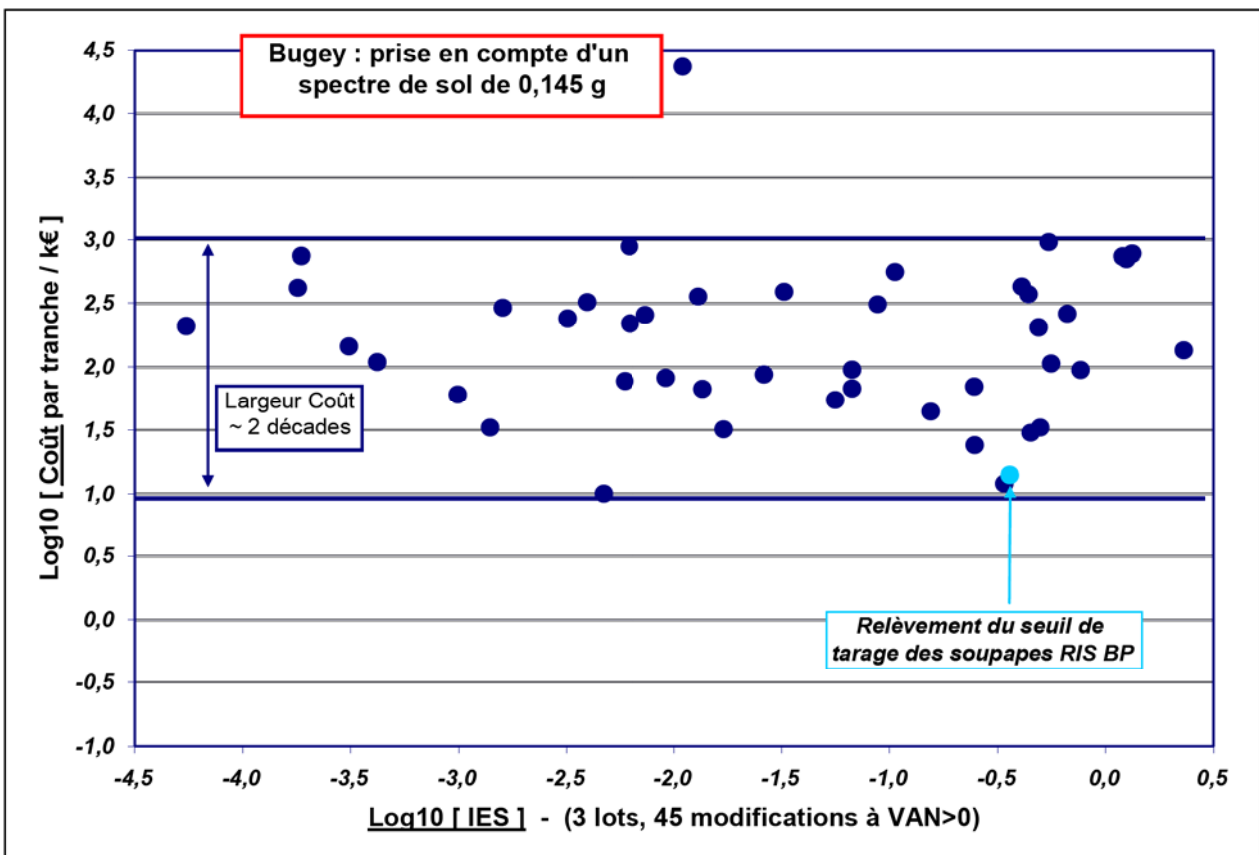


Figure 5 - 19 Coût par tranche des modifications à coût positif vs IES (échelle Log-Log) - Mise en évidence de la singularité de la réévaluation sismique du Bugey

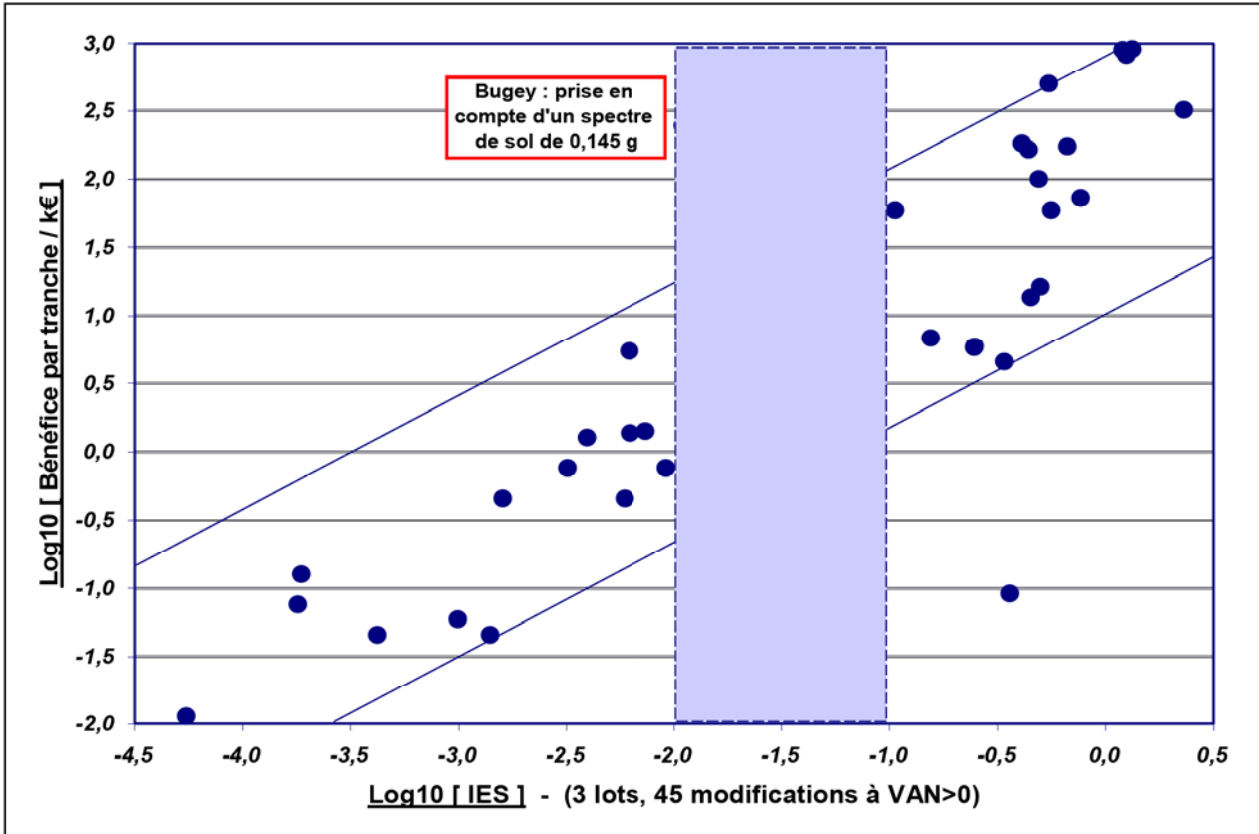


Figure 5 - 20 Bénéfice sûreté estimé par tranche en fonction du ratio IES - Positionnement de la « bande d'indécision » définie par EDF ($10^{-2} < IES < 10^{-1}$)

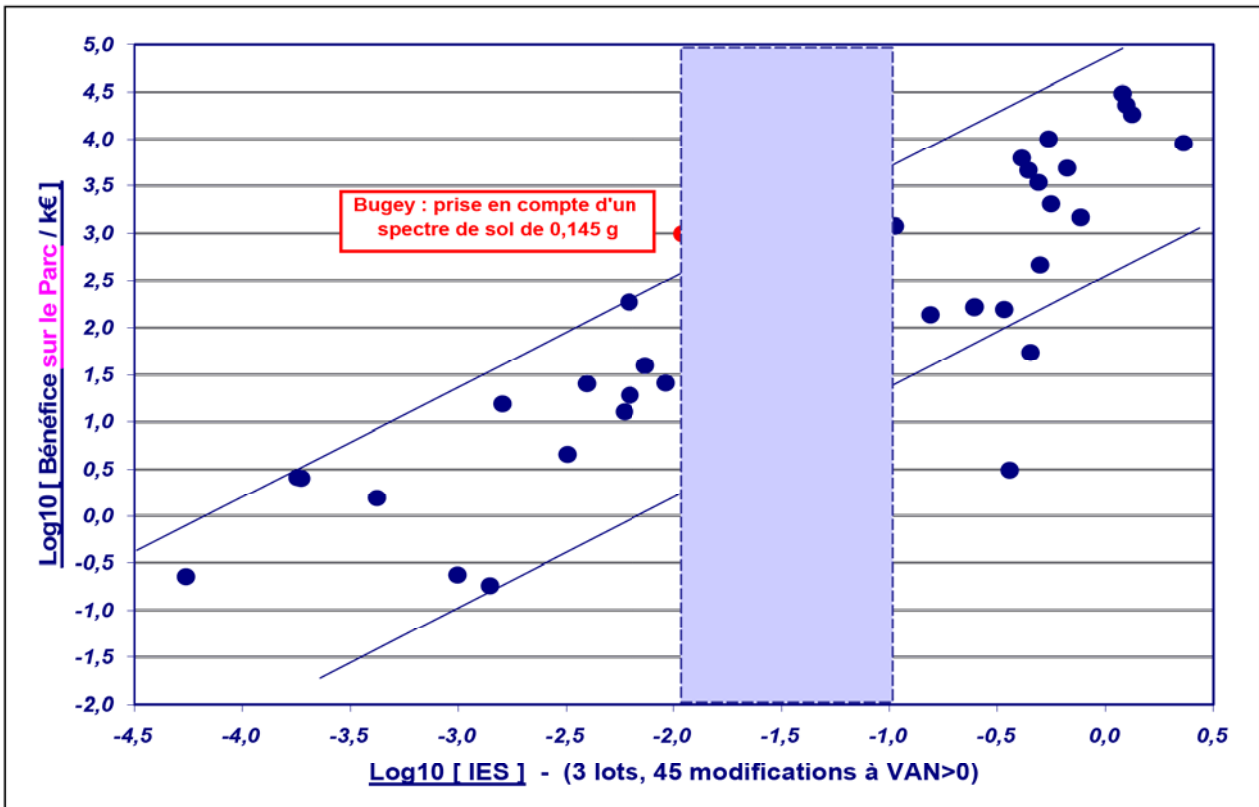


Figure 5 - 21 Bénéfice sûreté estimé sur l'ensemble du parc en fonction du ratio IES - Positionnement de la « bande d'indécision » définie par EDF ($10^{-2} < IES < 10^{-1}$)

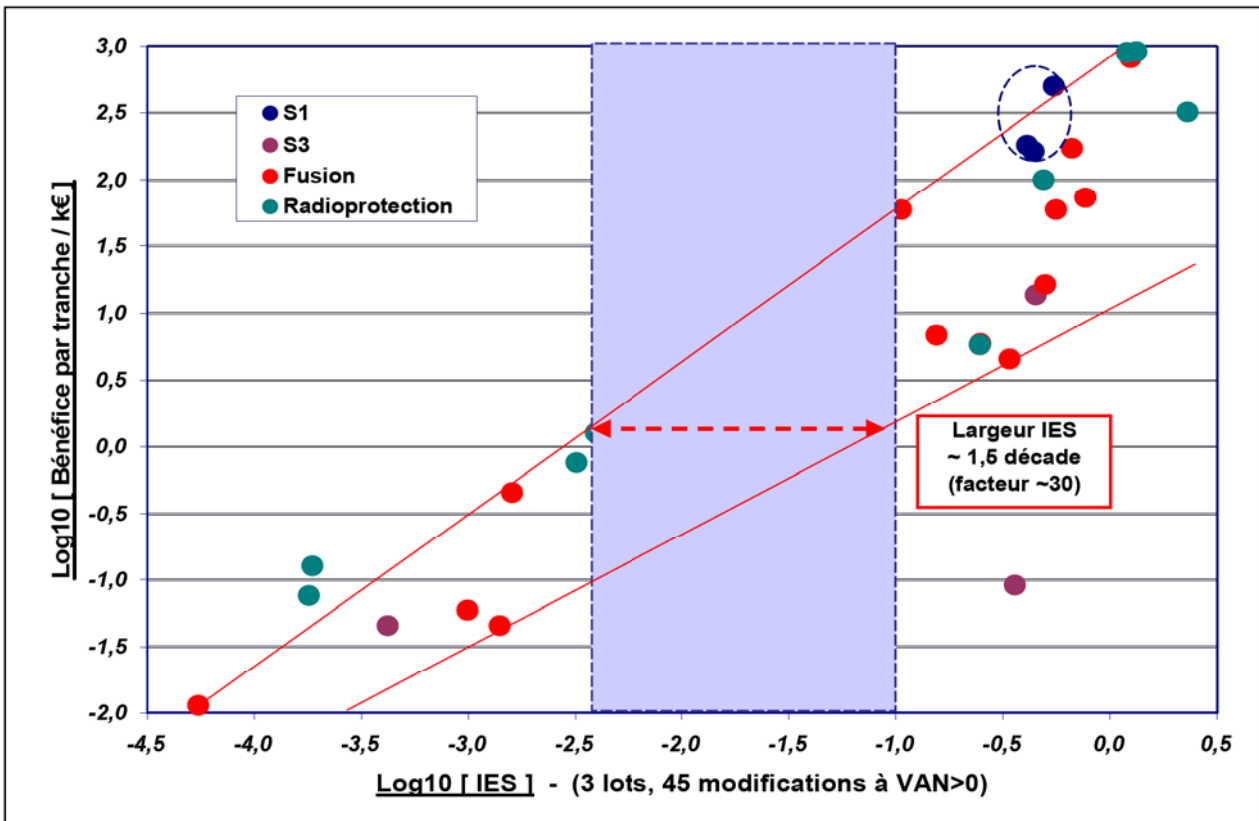
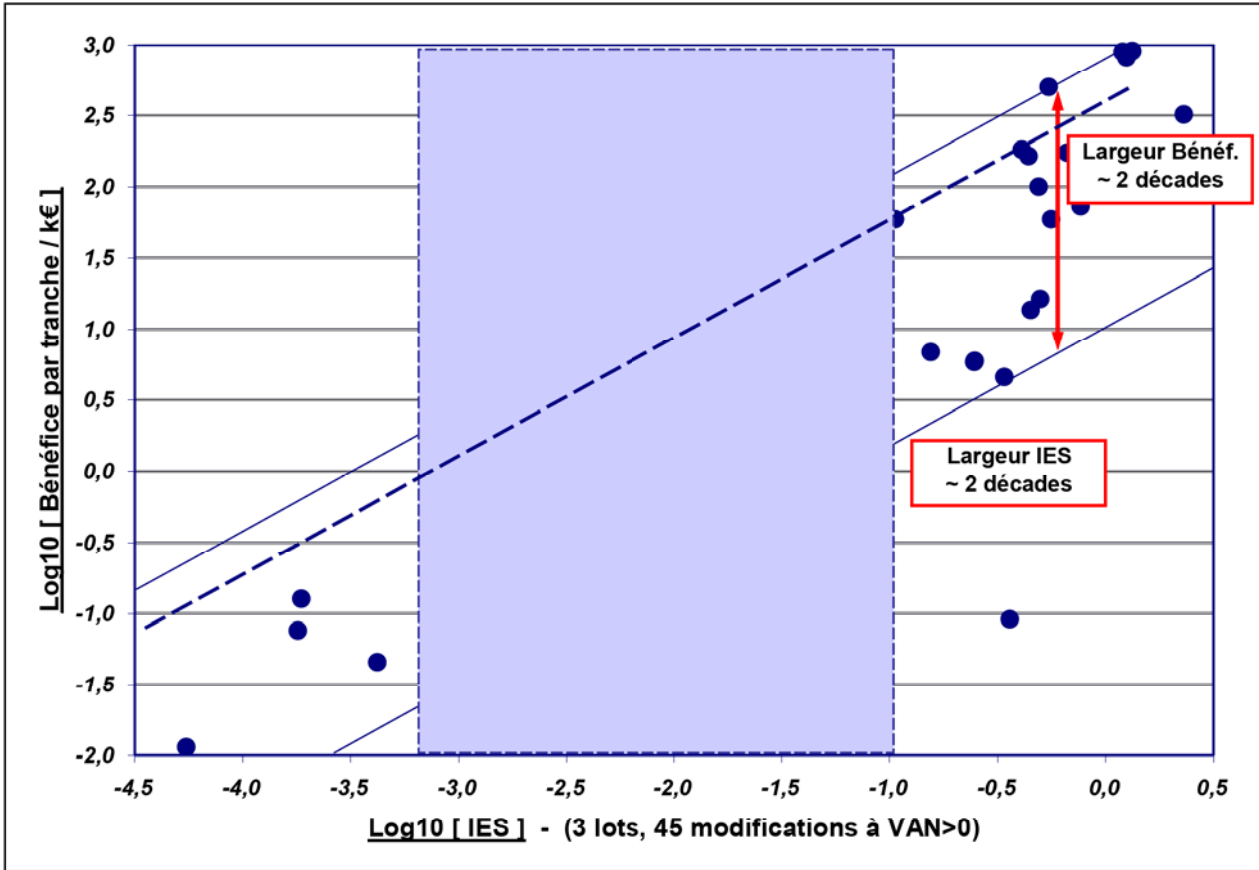


Figure 5 - 22 Bénéfice sûreté par tranche en fonction du ratio IES - Bande de fluctuation à bords parallèles (en haut) et appuyée sur le nuage de points (en bas)

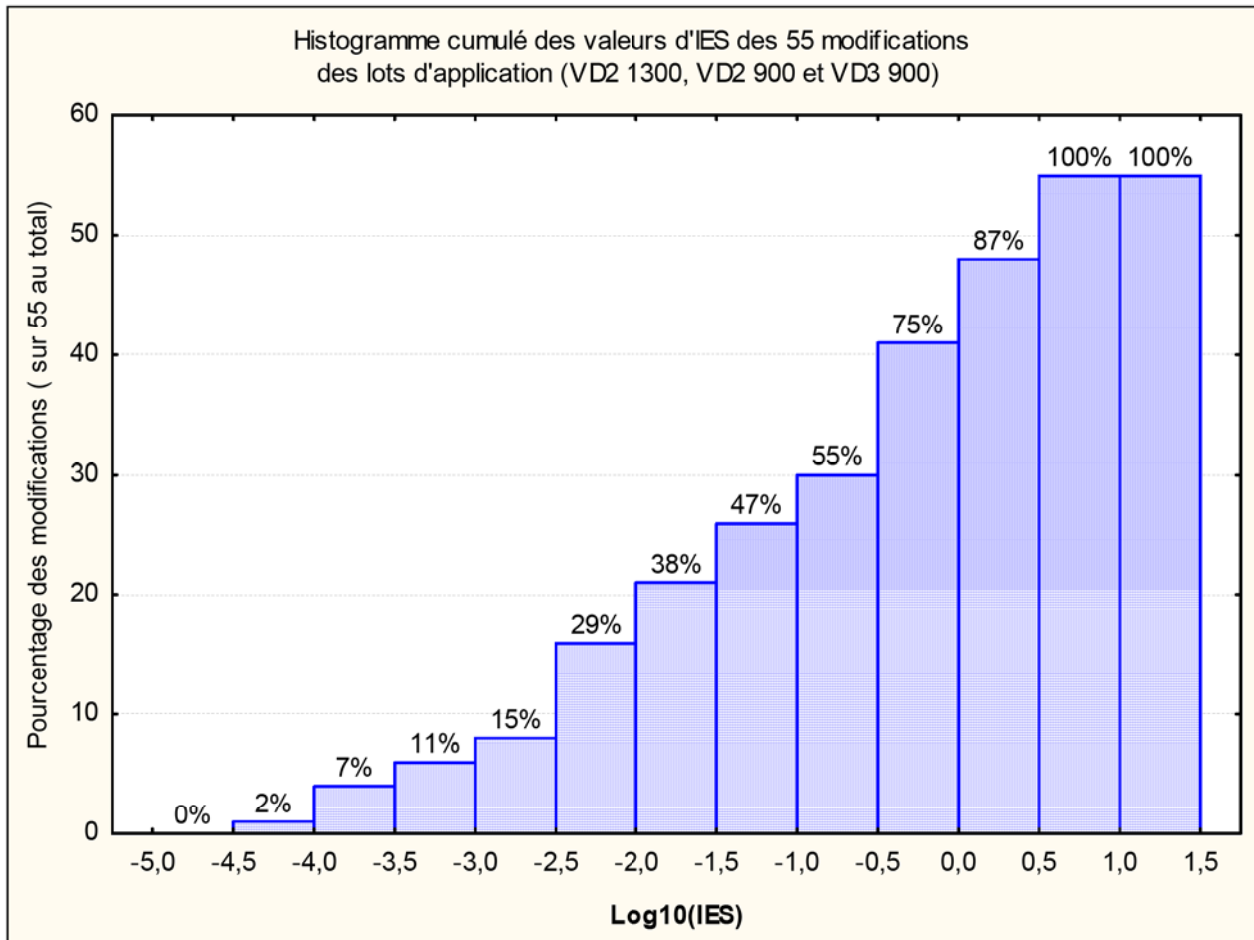


Figure 5 - 23 Distribution cumulée des valeurs d'IES sur l'ensemble des 3 lots d'application de la méthode coût-bénéfice, regroupés ensemble

CHAPITRE 6 : UTILISATION DES EPS

I. EPS DE NIVEAU 1

Après l'analyse des exemples d'application présentés par Électricité de France, qui fait l'objet du chapitre 5 et de son annexe, et en tenant compte des aspects généraux relatifs à l'utilisation des EPS (RFS EPS, retour d'expérience des applications antérieures des EPS, etc.), l'IRSN présente, dans les paragraphes suivants, sa position relative à l'utilisation des études probabilistes de niveau 1 dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice.

L'objectif de l'analyse de l'IRSN est double :

- le premier porte sur la faisabilité de l'application de l'EPS de niveau 1 pour la méthode coût-bénéfice ;
- le second sur les exigences qui découlent de l'application de la méthode coût-bénéfice sur les EPS de niveau 1.

Les aspects suivants ont été traités par l'IRSN :

- le domaine de couverture et la qualité des EPS ;
- les versions des EPS à utiliser ;
- le traitement des incertitudes.

I.1. DOMAINE DE COUVERTURE ET QUALITE DES EPS

I.1.1. DOMAINE DE COUVERTURE

L'IRSN rappelle que la RFS EPS, en référence [6_3], préconise que, pour toute application, l'exploitant retienne un domaine de couverture et justifie de sa pertinence.

L'IRSN considère que, lorsque les EPS sont utilisées pour l'application de la méthode coût-bénéfice, Électricité de France doit définir et justifier leur domaine de couverture, ainsi que leur pertinence pour l'utilisation qui en est faite.

Concernant la prise en compte des agressions, Électricité de France a précisé, lors de l'instruction technique, que *« l'intégration des agressions externes permettrait de faciliter (voire de rendre possibles) les analyses C/BS de modifications destinées à réduire l'impact de ces agressions et de rendre plus robustes les analyses relatives à ces modifications.*

...

Pour l'IRSN, certaines quantifications effectuées, notamment lorsqu'elles sont en dehors du domaine de couverture traditionnel des EPS et qu'elles concernent les agressions, sont jugées très peu robustes, et il pourrait être question, selon l'IRSN, d'exclure de l'application de la méthode C/BS, toute quantification hors modèle EPS. Pour Électricité de France, même si certaines estimations sont

simplifiées, d'une part il n'en reste pas moins vrai qu'elles constituent un ordre de grandeur approché relativement fiable du bénéfice sûreté attendu (sinon ces quantifications ne sont pas menées à leur terme et la problématique ne fait pas l'objet de l'application C/BS) et, d'autre part, même si certaines estimations ont été simplifiées, cela ne préjuge en rien du degré futur de simplification des estimations à venir, qui, elles, seront discutées avec l'IRSN et argumentées afin de pouvoir constituer un élément de l'instruction inclus dans le processus décisionnel. Enfin, comme le montre la note ENSN060101, en référence [6_17], l'incertitude liée à un éventuel manque de robustesse du modèle fiabiliste utilisé est un paramètre à prendre en compte dans le processus décisionnel. Il ne peut être question d'exclure « a priori » certains thèmes de l'application de la méthode C/BS.

D'un point de vue plus général, en ce qui concerne l'ensemble des exercices d'application de la méthode C/BS menés sur VD3 900, VD2 900 et 1300 et afin de vérifier la faisabilité de l'application de la méthode, les estimations ont pu faire l'objet de simplifications, notamment lorsque le risque n'était pas facilement quantifiable sur la base des modèles EPS de référence. Un des axes principaux d'amélioration déjà identifié est bien l'extension du domaine de couverture des EPS.

L'IRSN souligne que l'absence de prise en compte des initiateurs de type agressions dans les EPS de niveau 1 peut conduire à sous-estimer de manière importante les IES. Il considère que l'application de la méthode coût-bénéfice a un impact certain sur le domaine de couverture requis ainsi que l'exhaustivité des EPS de niveau 1.

L'IRSN considère qu'un des axes d'amélioration pour la méthode coût-bénéfice est l'extension du domaine de couverture des EPS, en particulier par la prise en compte des agressions, qu'elles soient d'origine interne ou externe.

I. 1.2. SPECIFICITES DES TRANCHES

L'IRSN a noté que les quantifications des bénéfices sûreté sont en général « génériques », la spécificité des sites et des tranches n'étant pas toujours prise en compte dans l'analyse.

L'IRSN considère que, lorsque l'analyse doit être réalisée pour un site donné, il est nécessaire de vérifier que l'EPS de référence et les analyses C/BS afférentes sont applicables pour le problème considéré.

L'IRSN mentionne également que l'EPS de référence ne considère que rarement les anomalies ou non-conformités constatées sur les tranches. En effet, l'EPS de référence correspond plutôt à une EPS de conception qu'à une EPS de réalisation. Par exemple, les anomalies concernant le contrôle-commande du système RCV ou le démarrage du LLS pour le palier 1300 MWe ne sont pas modélisées.

L'estimation probabiliste de l'accroissement du risque de fusion du cœur peut être délicate lorsque la prise en compte de l'anomalie modifie sensiblement des séquences non étudiées ou négligées dans l'EPS de référence. Par exemple, l'EPS de référence pour le palier 1300 MWe ne considère pas l'impact d'une ambiance dégradée sur le fonctionnement du RRA. Cette hypothèse impacte toutes les situations

pour lesquelles la connexion du circuit RRA constitue l'état de repli. En particulier, les séquences correspondant à un initiateur de type RTV à l'intérieur de l'enceinte du confinement ne sont plus correctement modélisées.

Lors de l'instruction technique Électricité de France a précisé que « *les problèmes soulevés par l'IRSN sont certes importants mais n'ont pas à être tous pris en compte dans la démarche C/BS :*

- *pour ce qui concerne le vieillissement : la maintenance, les essais périodiques, tests, surveillance et inspection doivent permettre de maintenir le niveau de fiabilité des matériels importants pour la sûreté ou la disponibilité. Si une dérive de fiabilité pouvant impacter la sûreté d'une tranche était avérée, la priorité est de corriger cette dérive et non de la prendre en compte pour évaluer l'intérêt de modification sans rapport direct avec cette dérive ;*
- *il en est de même avec les anomalies ou écarts de conformité : il n'aurait par exemple pas été judicieux dans l'évaluation des modifications VD3 900 de prendre en compte le risque élevé de bouchage des puisards (sauf pour la modification devant corriger ce problème). On aurait sous estimé le gain sur des modifications éventuelles sur RIS et EAS dont l'apport est réduit par le risque de bouchage puisards et surestimé le gain de modifications réduisant la probabilité d'avoir à faire fonctionner RIS et EAS en recirculation ;*
- *les spécificités de tranches sont prises en compte quand elles ont un impact évident sur la modification ou sur son intérêt, par exemple les mesures que l'on prend en VD3 vis-à-vis du risque hydrocarbures et l'intérêt de ces mesures dépendent des sites (bord de mer, bord de rivière, ...). Elles ne sont pas prises en compte quand cet impact est jugé minime. Par exemple différencier les sites bord de mer et bord de rivière pour une modification concernant l'arrêt automatique des pompes primaires ne semble pas utile à Électricité de France ».*

L'IRSN considère que l'absence de prise en compte de l'état réel des tranches concernées par l'application (données spécifiques, vieillissement, spécificités des sites ...) a un impact non négligeable, et difficilement quantifiable, sur certaines applications coût-bénéfice réalisées en utilisant une EPS de référence « générique » et de « conception ». La prise en compte de l'état réel de réalisation et d'exploitation des tranches dans les EPS constitue pour l'IRSN un autre axe d'amélioration de la méthode coût-bénéfice.

I.1.3. PRECAUTIONS DANS L'UTILISATION DE L'EPS DE NIVEAU 1 POUR LA METHODE COUT-BENEFICE

L'IRSN a noté que la « Méthode coût-bénéfice sûreté » en référence [6_18] réserve très peu de place à la description de l'utilisation des EPS en général et de l'EPS de niveau 1 en particulier. Il est uniquement mentionné que « *l'impact probabiliste des modifications est évalué, dans la mesure du possible, à l'aide des modèles EPS de référence ou d'extrapolation de ces modèles* ».

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a complété son argumentaire en précisant que « *les modèles EPS de niveau 1 qui ont été utilisés pour les exercices d'application de la méthode C/BS dans le cadre de l'instruction du GP sont les modèles de référence :*

- EPS 900 VD2-REX pour le palier 900MWe, ayant servi de base au réexamen VD3 et sur la base duquel ont été effectuées les estimations CB dans le cadre du projet VD3. Par cohérence afin de pouvoir permettre des comparaisons, il a été décidé de conserver le même modèle pour l'exercice d'application C/BS a posteriori sur le lot VD2-900 ;
- EPS 1300 POST-VD2 pour le palier 1300.

Les limitations de ces modèles sont couramment répertoriées pour toutes les applications des EPS (Spécifications Techniques d'Exploitation par exemple), notamment ces modèles EPS sont représentatifs de la sûreté d'une tranche par année-réacteur et ne prennent pas en compte les agressions internes ou externes. Comme pour les autres applications, les préconisations de la RFS EPS 2002-01 s'appliquent.

La particularité des études probabilistes menées dans le cadre des exercices d'application de la méthode C/BS réside dans la variété des modifications étudiées, qui peuvent réduire le risque de fusion de cœur ou le risque de perte de confinement après un accident grave ; certaines modifications réduisent les conséquences d'une agression interne chaudière modélisée dans l'EPS, d'autres sont destinées à faire face à des agressions externes. Un examen est donc mené afin de juger, lors de l'analyse d'une modification, s'il est pertinent d'utiliser le modèle EPS (N1 ou N2), voire de l'adapter, pour quantifier le bénéfice sûreté associé à cette modification.

Le raisonnement utilisé pour juger de cette pertinence est le même pour toutes les applications des EPS et peut être schématisé par le questionnement ci-dessous (liste non limitative) :

- Le domaine de couverture du modèle EPS est-il cohérent avec la problématique qu'on cherche à analyser ? Si non, des résultats préliminaires issus des modèles peuvent-ils néanmoins être exploités ?
- Existe-t-il des séquences non développées qui pourraient être impactées par la modification à modéliser ?
- Le modèle comporte-t-il une dissymétrie, soit liée à la modification à modéliser, soit qui pourrait avoir un impact sur les résultats compte tenu de la modification ?
- Existe-t-il des conservatismes ou des simplifications notables au niveau des hypothèses, pouvant influencer sur les résultats, sachant la modification à modéliser (par exemple, délais enveloppe avant conséquences inacceptables) ? De même au niveau de la modélisation (par exemple, regroupements qui ne seraient plus judicieux) ?

Selon les réponses à ces questions, qui relèvent du savoir-faire des analystes EPS, plusieurs possibilités sont envisageables :

- Soit les modèles EPS sont « directement » utilisables, auquel cas le calcul requis est tout à fait classique d'un point de vue EPS, (cas de la modification arrêt automatique des GMPP sur signal température palier haute pour laquelle une séquence fonctionnelle du modèle EPS N1 correspond aux scénarios impactés par cette modification).
- Soit les modèles EPS peuvent être complétés et/ou développés : c'est ce qui est signifié par l'expression « extrapolation de modèle ». Ces adaptations peuvent être de difficultés diverses :
 - Par exemple pour l'estimation de la probabilité de débordement RTGV, il a fallu adapter le modèle EPS de référence pour faire apparaître la conséquence

« débordement » afin de pouvoir quantifier sa probabilité avant et après modification. Ce modèle a dû en outre être complété par des études.

- Physiques et de conséquences radiologiques pour évaluer le volume d'activité rejeté en cas de débordement et les doses prises alors par la population et les exploitants ;
- Autre exemple : pour la suppression à froid, le modèle EPS de référence a été développé plus particulièrement dans l'état c, afin de prendre en compte le risque de suppression à froid et en intégrant la conduite des brèches de façon plus fine que celle du modèle EPS900VD2-REX ;
- Dans le cas de certaines agressions, il est parfois même possible d'établir un lien entre l'agression et les modèles de l'EPS : par exemple pour évaluer le gain de la protection des diesels en cas de grands vents, on a re-quantifié les arbres d'événements correspondant à la perte du réseau électrique en évaluant le risque de perte du réseau par grand vent et des diesels par émission de projectiles dus aux grands vents. Pour le cas de la modification de la logique de protection des diesels, un modèle dynamique a été élaboré pour évaluer l'impact de la protection des diesels sur leur probabilité d'indisponibilité simultanée notamment en cas de pertes de longue durée du réseau (la simplification du modèle booléen de référence ne permettant pas d'analyser de manière suffisamment fine cet impact).
 - Soit les modèles EPS ne peuvent absolument pas être exploités, ni directement ni indirectement, pour quantifier certains bénéfices sûreté. D'autres pistes potentielles de quantification sont alors explorées.

En conclusion, il est du ressort des analystes EPS d'identifier chaque fois, si une utilisation des modèles EPS est pertinente pour la quantification du bénéfice sûreté, et si c'est le cas, alors, de déterminer le choix du modèle (EPS N1 ou N2) le plus adapté, d'évaluer le degré de couverture du modèle pour quantifier le gain apporté par une modification et de construire, si nécessaire des modèles fiabilistes complémentaires en cas de couverture jugé incomplète ».

Les précisions apportées par Électricité de France n'appellent pas de remarque de la part de l'IRSN. L'IRSN estime que ces précisions, notamment sur les précautions d'utilisation de la démarche, doivent être formalisées et faire partie intégrante de la démarche.

Par ailleurs, l'IRSN estime que les aspects suivants devront également faire l'objet de compléments :

- l'impact des modifications sur les fréquences des initiateurs ;
- l'impact des modifications sur les défaillances de cause commune ;
- le traitement de cumul des modifications.

L'IRSN souligne que les méthodes retenues dans les EPS de référence pour l'estimation de la fréquence des événements de type fuite ou rupture de tuyauteries ne sont pas très adaptées à une application de type coût-bénéfice pour tous les aspects concernant l'amélioration de la tenue mécanique des composants. En effet, les fréquences des défaillances des circuits primaire ou secondaire (brèches

primaires, RTGV, RTV, RTE) sont en général quantifiées en utilisant la méthode du χ^2 à 50% sur l'expérience d'exploitation mondiale ou française.

L'IRSN considère que, lorsque la méthode coût-bénéfice est appliquée pour des aspects relatifs à la tenue mécanique des composants, une amélioration des méthodes utilisées pour la quantification des initiateurs de type « rupture » dans les EPS est nécessaire.

A cet égard, l'IRSN rappelle que, lors de la réunion du 21 juin 2001 consacrée à l'examen de la « Prévention du risque de surpression à froid sur la cuve », le Groupe Permanent a recommandé qu'Électricité de France évalue la fréquence de rupture du circuit RRA en tenant compte du retour d'expérience ainsi que des caractéristiques de ce circuit en termes de conception, de fabrication, d'exploitation et de contrôles.

L'IRSN note que, lors des exercices d'application présentés dans le chapitre 5, des analyses diverses ont été utilisées pour la quantification du bénéfice sûreté : EPS de référence, calculs simplifiés, expérience internationale, etc.

L'IRSN a réalisé, pour certaines modifications, une analyse comparative avec les quantifications fournies par Électricité de France dans d'autres dossiers (notamment liés à l'instruction du domaine complémentaire). Des écarts notables ont parfois été constatés. Ces écarts montrent que l'estimation du bénéfice sûreté est dépendante du niveau de détail de l'analyse. L'impact sur la hiérarchisation des modifications peut alors être important.

Électricité de France a précisé, lors de l'instruction technique, que *« en effet, il est évident que la pertinence de la hiérarchisation des modifications d'un lot dépendra de la qualité des estimations des bénéfices sûreté. Pour cela le développement et l'amélioration constante des EPS de niveau 1 et 2 ne peuvent qu'être encouragés, dans des limites garantissant l'objectif final de ces modèles probabilistes, c'est-à-dire leur utilisation en tant qu'outils opérationnels d'aide à la décision. Il ne faut pas pour autant considérer les limites des EPS actuelles comme des entraves à l'application de la méthode, puisque jusqu'à présent les EPS, notamment de niveau 1, ont toujours été utilisées au travers des réexamens de sûreté pour évaluer le niveau de sûreté des réacteurs ».*

L'IRSN considère que, lorsque la méthode coût-bénéfice est appliquée pour hiérarchiser un lot de modifications, les bénéfices sûreté associés aux différentes modifications devraient être quantifiés de manière homogène (hypothèses fonctionnelles, conservatismes, niveau de détail, domaine de couverture).

Électricité de France rappelle également que l'utilisation de la méthode coût-bénéfice dans le processus décisionnel aura d'autant plus de poids que l'évaluation est jugée « exacte ».

Pour l'IRSN, l'amélioration de la pertinence des évaluations des bénéfices sûreté constitue également un des axes d'amélioration de la méthode coût-bénéfice. D'une manière générale, plus

l'impact sur la sûreté est important ou plus les incertitudes sont grandes, plus l'analyse doit être rigoureuse.

I.1.4. COHERENCE AVEC LA SURETE « DETERMINISTE »

Concernant les impacts sur la sûreté qui ne peuvent pas être quantifiés ou directement reliés aux quatre critères retenus pour l'évaluation quantitative Électricité de France a précisé, lors de l'instruction technique, que « *cela signifie que parfois il peut s'avérer très délicat de quantifier le bénéfice sûreté attendu, par exemple parce que les impacts de la modification sont réellement multiples et qu'il n'est pas aisé de tous les peser ou alors parce que la modification est envisagée pour faire face à une agression externe non modélisée dans l'EPS et pour laquelle, il n'est pas possible, dans les délais impartis pour l'analyse, d'évaluer de façon quantitative avec un modèle EPS, le bénéfice sûreté.*

Toutes les modifications examinées dans le cadre des exercices d'application de la méthode C/BS ont pu voir leur impact sûreté relié à une ou plusieurs des 4 catégories de bénéfices sûreté retenues : fusion du cœur, S1, S3 ou doses, qui se sont avérées donc suffisantes à ce jour. La principale difficulté réside, non pas dans l'identification de ces liens, mais bien dans leur quantification.

Celle-ci s'effectue donc autant que possible sur la base des modèles EPS ou d'études internationales. Pour les autres cas, il est possible aussi d'essayer de positionner la modification dans la liste hiérarchisée en la jugeant, par avis d'experts, plus ou moins intéressante que telle ou telle autre modification (exemple ébulliomètre par rapport à RTGV).

Lorsque des impacts non quantifiés sont à prendre en compte (exemple aspects SOH), ils doivent néanmoins faire l'objet de présentation et de discussion. La méthode demande alors de caractériser de la façon la plus précise possible ces impacts et de quantifier, par ailleurs, les autres paramètres coûts et bénéfice sûreté pour aboutir à une estimation de l'IES de la modification et au moment de la décision de retenir ou non cette modification de prendre en compte ces éléments non quantifiés ou insuffisamment caractérisés (voir note ENSN060101, en référence [6_17], Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale »).

Lorsque le bénéfice sûreté d'une modification ne peut vraiment pas être quantifié, même de façon approchée, alors la décision est prise sur d'autres critères, notamment déterministes. Néanmoins la raison de cette impossibilité totale de quantification doit être clairement identifiée et justifiée (une modification n'ayant aucun impact sûreté évaluable n'induit en règle générale pas de bénéfice sûreté significatif...) ».

D'une manière générale, l'IRSN considère que, bien que la méthode coût-bénéfice soit un outil de décision parmi d'autres pour l'établissement de choix stratégiques, tout écart important entre l'estimation du bénéfice sûreté et les exigences déterministes nécessitera de justifier la pertinence du modèle probabiliste utilisé (domaine de couverture, niveau de détail de la modélisation...).

Électricité de France a clairement précisé, lors de l'instruction technique, que les aspects déterministes et réglementaires prévalaient sur l'utilisation de l'approche coût-bénéfice.

I.2. VERSION DE L'EPS A UTILISER

Concernant l'utilisation des diverses versions des EPS, Électricité de France a précisé, lors de l'instruction technique, que « *la méthode C/BS a pour objectif d'apporter un outil d'aide à la décision à utiliser notamment en phase stratégique de définition d'un lot de modifications. Dans ce cadre, le modèle EPS à utiliser se doit d'être celui le plus représentatif de l'état des tranches au moment où se produit cette réflexion sur la définition du lot de modifications. Par exemple, lors de l'application de la méthode C/BS à un lot de modifications de type VD en phase stratégique, le modèle EPS à utiliser sera celui servant au réexamen, qui est, à ce moment-là, le modèle présentant les hypothèses fonctionnelles, les données de fiabilité et le retour d'expérience le plus récent.*

En ce qui concerne les applications réalisées sur les lots VD2 des paliers 900 et 1300MW dans le cadre de l'instruction du GP C/BS, celles-ci ont été menées dans un souci de vérification de la faisabilité de l'application de cette méthode à un certain nombre de modifications, et non dans un souci de vérification de la pertinence de la liste des modifications qui a été retenue à l'époque.

Dans ce cadre, le modèle EPS qui a été utilisé pour quantifier le bénéfice sûreté des modifications VD2 900 est le modèle EPS 900 VD2 REX. Le choix de ce modèle a permis :

- *de simplifier les analyses de bénéfices sûreté, menées pour le lot VD2 a posteriori : en effet, ce modèle intègre les modifications VD2 ayant un impact non négligeable sur le risque de fusion du cœur. L'analyse se fait alors pour ces modifications par étude de sensibilité et non par développement spécifique du modèle pour valoriser la modification ;*
- *surtout, de faciliter les comparaisons entre lots VD2 900 et VD3 900 : nous avons souhaité, dans le cadre de l'instruction du GP sur la méthode C/BS, pouvoir comparer la nature des gains engendrés en VD2 et en VD3 900 (cf. note EMESF060223A « Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice sûreté », en référence [6_14]) : pour cet objectif il était nécessaire de disposer pour le palier 900MW du même modèle EPS (mêmes données de fiabilité, même profil de fonctionnement, mêmes hypothèses fonctionnelles) ».*

L'IRSN a noté que certaines hypothèses de modélisation ont évolué entre les deux versions du modèle. Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *selon l'IRSN, il n'est pas envisageable que des bénéfices sûreté évoluent fortement entre 2 VD, or Électricité de France avait estimé à l'époque bien plus fortement les bénéfices sûreté attendus des 2 modifications VD2 900 « diversification d'AAR » et « isolement auto décharge RCV sur haute température ».* Pour Électricité de France, bien que ce ne soit pas le cas général, il ne peut être exclu que l'état des connaissances sur une problématique donnée, à un instant donné, puisse conduire à une certaine quantification du bénéfice sûreté, et que 10 ans plus tard cette quantification soit révisée, à la hausse ou à la baisse, en raison de l'avancée des connaissances sur cette problématique. Les modèles EPS ne sont qu'une représentation du niveau de sûreté des tranches, limitée par l'état des connaissances à un moment donné ».

L'IRSN considère que, lors du développement et de l'utilisation des EPS, les évolutions de la modélisation doivent être précisément tracées. Lorsque les évolutions des EPS ont un impact fort sur les résultats de la méthode coût-bénéfice, des analyses de sensibilité sont nécessaires pour conforter la robustesse de l'analyse.

I.3. INCERTITUDES

L'IRSN note que la « Méthode coût-bénéfice sûreté » en référence [6_18] ne précise pas comment sont abordées les incertitudes dans la quantification des bénéfices sûreté.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que *« l'évaluation des incertitudes du numérateur (bénéfice sûreté) n'est pas un problème spécifique aux approches coût-bénéfice mais concerne toutes les applications des EPS. Cette évaluation des incertitudes peut être faite par la détermination de bornes d'un intervalle de confiance ou par étude de sensibilité.*

Pour le dénominateur, il est possible de proposer des évaluations haute et basse des coûts. On doit pouvoir ainsi obtenir un encadrement de l'IES.

Comme il est expliqué dans la note ENSN060101 « Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale », en référence [6_17], cette évaluation est utile essentiellement pour les modifications dont l'IES est dans, ou proche de, la zone non décisionnelle. Les modifications présentant un très bon IES ou un très mauvais IES ont un intérêt ou une absence d'intérêt du point de vue de la démarche coût-bénéfice relativement fiable ».

L'IRSN rappelle que la RFS EPS préconise que *« les principales incertitudes sont identifiées et l'impact de ces incertitudes sur les résultats est évalué de façon quantitative ou qualitative. Cette évaluation concerne non seulement le résultat global de l'étude, mais aussi les séquences prépondérantes et plus généralement chaque résultat utilisé dans le cadre d'une application. »*

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prenne en compte les incertitudes des EPS de niveau 1, dans l'évaluation des bénéfices sûreté, lors de l'utilisation de la « Méthode coût-bénéfice sûreté ».

A ce titre, il est notamment important de déterminer une fourchette de valeurs du bénéfice sûreté lorsqu'un écart important est constaté entre, d'une part les résultats de l'application de l'approche coût-bénéfice issus de l'estimation du gain probabiliste, d'autre part les considérations déterministes ou réglementaires.

I.4. CONCLUSION A L'UTILISATION DES EPS DE NIVEAU 1

L'IRSN considère que l'utilisation des EPS de niveau 1 dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice ne présente pas de difficulté majeure.

Néanmoins, l'IRSN souligne tout d'abord que, lorsque la méthode coût-bénéfice est appliquée pour hiérarchiser un lot de modifications, les bénéfices sûreté associés aux différentes modifications devraient être quantifiés de manière homogène (hypothèses fonctionnelles, conservatismes, niveau de détail, domaine de couverture).

L'IRSN note par ailleurs que la « Méthode coût-bénéfice sûreté » ne précise pas comment sont abordées les incertitudes dans la quantification des bénéfices sûreté.

A cet égard, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prenne en compte les incertitudes des EPS de niveau 1, dans l'évaluation des bénéfices sûreté, lors de l'utilisation de la « Méthode coût-bénéfice sûreté ».

De plus, l'IRSN estime nécessaire que les valeurs annoncées pour le bénéfice sûreté soient toujours accompagnées par une description des limites et du domaine de couverture des études probabilistes utilisées.

D'une manière générale, l'IRSN considère que, bien que la méthode coût-bénéfice soit un outil de décision parmi d'autres pour l'établissement de choix stratégiques, tout écart important entre l'estimation du bénéfice sûreté et les exigences déterministes nécessitera de justifier la pertinence du modèle probabiliste utilisé (domaine de couverture, niveau de détail de la modélisation...).

Électricité de France a clairement précisé, lors de l'instruction technique, que les aspects déterministes et réglementaires prévalaient sur l'utilisation de l'approche coût-bénéfice.

Pour l'IRSN, l'amélioration de la pertinence des évaluations des bénéfices sûreté constitue un des axes d'amélioration de la méthode coût-bénéfice. D'une manière générale, plus l'impact sur la sûreté est important ou plus les incertitudes sont grandes, plus l'analyse se doit d'être rigoureuse.

Sur ce point, l'IRSN considère que certaines évolutions des EPS de niveau 1 seraient utiles pour accroître le champ d'application et la pertinence de la méthode ; les réflexions devraient porter sur :

- l'extension du domaine de couverture, en particulier par la prise en compte des agressions, qu'elles soient d'origine interne ou externe ;
- l'amélioration des méthodes utilisées pour la quantification des événements de type « fuite ou rupture » ;
- des améliorations de la modélisation probabiliste (ventilations, alarmes et indications...).

De même, l'IRSN considère que l'absence de prise en compte de l'état réel des tranches concernées par l'application (données spécifiques, vieillissement, spécificités des sites ...) a un impact non négligeable, et difficilement quantifiable, sur certaines applications coût-bénéfice réalisées en utilisant une EPS de référence « générique » et de « conception ». La prise en compte de l'état réel de réalisation et d'exploitation des tranches dans les EPS constitue pour l'IRSN un autre axe d'amélioration de la méthode coût-bénéfice.

Enfin, l'IRSN considère que la note méthode « coût-bénéfice » doit également prévoir, dans le chapitre consacré à la quantification du bénéfice sûreté en utilisant les EPS, les éléments suivants :

- la justification du domaine de couverture et de la pertinence des EPS utilisées ;
- les précautions dans l'utilisation des EPS ;
- le traitement des incertitudes.

II. EPS DE NIVEAU 2

II.1. INTRODUCTION

L'utilisation des EPS de niveau 2 dans l'analyse de sûreté est récente (première application lors de la préparation des troisièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe) et les modèles développés par Électricité de France, s'ils apportent des éclairages intéressants, n'ont pas encore le niveau de détail et de maturité des EPS de niveau 1.

Dans le cadre de la méthode coût-bénéfice, les EPS de niveau 2 apportent néanmoins un élément essentiel pour certaines modifications, à savoir l'estimation de la conséquence des accidents (en termes de rejets) que l'on souhaite éviter et donc du bénéfice sûreté.

En effet, l'EPS de niveau 1, quantifie des séquences menant à la « fusion du cœur » ou entraînant un « endommagement du combustible », mais ne permet pas de différencier l'amplitude de cet endommagement du cœur et des rejets radioactifs potentiellement associés. Ainsi, à l'issue de l'EPS de niveau 1, une séquence avec un échauffement temporaire localisé du combustible n'est pas différenciée d'une séquence de fusion totale du cœur conduisant à la rupture de la cuve.

L'EPS de niveau 2 doit permettre de différencier ces séquences de « fusion du cœur » en fonction des conséquences potentielles en termes de rejets et constitue donc un outil plus précis permettant de mieux caractériser les risques considérés.

Compte tenu du caractère récent de l'utilisation des EPS de niveau 2 en France et de leur rôle évident pour quantifier les bénéfices sûreté associées à certaines modifications, l'IRSN a demandé à Électricité de France de préciser quelles sont, de son point de vue, les exigences ou bonnes pratiques associées à une EPS de niveau 2 pour une utilisation dans le cadre de la méthode coût-bénéfice [6_22]. Électricité de France a répondu à cette demande par le document en référence [6_19]. Ce document a fait l'objet du questionnaire en référence [6_23] dont la réponse par Électricité de France [6_20] a été discutée lors de la réunion d'instruction du 15 février 2007 [6_24].

II.2. POSITION D'EDF

II.2.1. LIMITES LIEES A L'ETAT DE DEVELOPPEMENT DES EPS DE NIVEAU 2

Dans le document en référence [6_18] présentant les principes de la méthode coût-bénéfice, Électricité de France mentionne comme suit les limites liées à l'état de développement des EPS de niveau 2 :

« Pour apporter une réelle plus value dans le processus décisionnel, il est nécessaire de pouvoir évaluer de manière assez fiable (sans pour autant rechercher une grande précision) le coût de la stratégie étudiée ou des stratégies à comparer et le ou les bénéfices sûreté qu'elles induisent. En l'absence d'EPS de niveau 2 complète et couvrant l'ensemble des initiateurs possibles (internes et externes) et en l'absence d'études de conséquences radiologiques systématiques pour les différents incidents ou accidents possibles, il n'est pas toujours possible d'évaluer correctement le bénéfice sûreté. C'est là la principale limite de l'approche coût-bénéfice sûreté. »

II.2.2. PRECAUTIONS D'UTILISATION DES EPS DE NIVEAU 2

Dans le document en référence [6_19], Électricité de France mentionne un certain nombre de limites de ses modèles EPS 2 qu'il convient de prendre en compte lors d'une utilisation pour la méthode coût-bénéfice. Ces limites ont été identifiées lors des exercices d'application pour les VD3 900 MWe et portent sur les aspects suivants :

« Scénarios constitutifs des EPS »

Les analyses se basent sur les scénarios de fusion constitutifs de l'arbre d'événements de l'EPS de Niveau 2. Or, ces scénarios sont enveloppes de l'ensemble des transitoires accidentels considérés par l'EPS de Niveau 2 par rapport aux jeux d'hypothèses utilisés. La valorisation de certaines modifications envisagées pourrait donc être différente si on se basait sur l'ensemble des transitoires de l'EPS de Niveau 2 et non sur les quelques transitoires retenus, enveloppes de certains phénomènes vis-à-vis du risque de rejets. On peut néanmoins considérer que les évaluations obtenues fournissent un ordre de grandeur satisfaisant.

Domaine de couverture de l'EPS de Niveau 2

Les EPS de Niveau 2 actuelles, via le nombre de termes source enveloppes utilisés et la cinétique de rejets valorisée, ne permettent pas de distinguer finement diverses situations aboutissant à des rejets dans l'environnement. Ainsi, l'évaluation des rejets support à l'EPS ne permet pas de cerner précisément la cinétique des rejets (rejets étalés dans le temps ou simple « bouffée ») et regroupe parfois des séquences aux conséquences très différentes (rejets via une rupture précoce de l'enceinte, et, rejets via une ouverture anticipée de U5 peu avant 24 heures, par exemple).

À ce titre, les résultats des évaluations ne constituent pas des évaluations du gain sûreté : ils permettent de cerner la fréquence de scénarios de fusion du cœur concernés par l'introduction des modifications envisagées et de dégager quelques orientations préliminaires des rejets associés.

Des études complémentaires, envisageables sur la base de l'EPS de Niveau 2 de référence, permettraient de quantifier plus précisément les risques de rejets.

Données d'entrée

Les scénarios accidentels de l'EPS de Niveau 2 qui sont évalués avec le code MAAP sont raisonnablement conservatifs ; ils sont construits pour permettre de positionner les rejets dans les principales catégories mais demandent à être affinés pour des évaluations de modifications.

De plus, certaines études demandent des calculs support supplémentaires qui ne sont pas accessibles pratiquement : ils demanderaient un volume de ressources et des délais non compatibles avec l'utilisation de l'EPS de Niveau 2 pour l'évaluation de modifications. Une approche partielle est alors adoptée en veillant à s'assurer de son caractère enveloppe.

Hypothèses de modélisation

De façon générale, les évaluations reposent parfois sur des hypothèses simplificatrices adoptées par l'EPS de Niveau 2 ou par les évaluations C/B basées sur l'EPS de Niveau 2, dont l'impact mérite d'être apprécié lors de la réalisation d'une évaluation C/B. C'est le cas par exemple :

- de la modélisation chronologique ou les modes de défaillance de l'EAS ; une modélisation plus fine, toutes choses étant égales par ailleurs, conduirait à minorer les évaluations obtenues par l'accroissement des restaurations EAS ;*

- *de la modification de la commande des soupapes SEBIM via un électro-aimant à accrochage qui a un impact significatif sur les résultats de l'EPS de Niveau 2. Ce résultat mérite d'être nuancé par rapport aux hypothèses prises (défaillance certaine de l'ouverture des soupapes SEBIM existantes) car une quantification réaliste conduirait à amoindrir l'impact de la modification des SEBIM vis-à-vis de tous les risques de rejets.*

Incertitudes sur les phénomènes en accident grave

De nombreuses incertitudes entourent la modélisation de phénomènes AG, par exemple le DCH et l'évaluation du risque ICB avec pressurisation de l'enceinte sous eau.

Ainsi, il est apparu, lors de l'instruction de l'EPS de Niveau 2 pour le GP VD3 900, que certaines situations susceptibles de conduire à un phénomène de DCH sont traitées de façon inappropriée. Étant donnée l'importance de ces situations par rapport aux évaluations C/B envisagées pour la VD3 900, il a été décidé de procéder à l'évolution de l'EPS de Niveau 2 de référence sur cet aspect.

Ceci montre, via l'exemple de l'impact du DCH sur les analyses, que les résultats des évaluations sont fragilisés par ces incertitudes de modélisation.

Modélisation de la fiabilité des équipements en AG

Une révision des hypothèses de l'EPS de Niveau 2 sur la base de démonstrations de tenue ou de récupération possibles de matériels en situations AG pourrait conduire à réévaluer significativement l'impact de modifications envisagées. »

II.2.3. BONNES PRATIQUES POUR L'ELABORATION D'UNE EPS DE NIVEAU 2

Dans la note en référence [6_19], Électricité de France propose les éléments suivants en termes de bonnes pratiques pour l'élaboration d'une EPS de niveau 2 utilisable dans une demande de type coût-bénéfice.

« L'objectif général du développement par Électricité de France de l'Étude Probabiliste de Sûreté (EPS) de Niveau 2 est de produire une étude de référence pour les réacteurs de 900 MWe permettant d'évaluer le risque de rejets radioactifs dans l'environnement sous le double aspect fréquence/amplitude des rejets. Le développement se fonde sur une démarche inspirée des EPS de Niveau 2 réalisées aux États-unis dans le cadre des Individual Plant Examinations : il s'appuie sur une EPS de Niveau 1 relativement détaillée mais envisage une approche de Niveau 2 volontairement simple ; elle ne cherche pas à modéliser dans le détail les phénomènes physiques mis en jeu qui font encore l'objet de programmes de R&D mais vise à identifier et à quantifier les contributions prépondérantes au risque de rejets.

A l'issue des GPR consacrés aux EPS de la VD3 900, il a été reconnu par l'ASN que l'EPS de Niveau 1 du palier 900 a atteint un niveau de maturité satisfaisant (DEP-DS2-N° 502/2005). Par ailleurs, il a été conclu par l'ASN que les méthodes et hypothèses retenues pour les EPS de Niveau 2 sont cohérentes avec une utilisation de l'étude visant à démontrer le respect d'objectifs probabilistes globaux mais que ces EPS de Niveau 2 devront faire l'objet de développements complémentaires (DEP-DS2-N° 500/2005).

En complément des positions ou des actions proposées par EDF, l'ASN a émis des demandes et observations complémentaires, dans le courrier DEP-DS2-N° 500/2005, visant à améliorer la qualité

de l'EPS de Niveau 2 et à prendre en compte les conclusions des études engagées suite aux GPR du réexamen de sûreté de la VD3. Ces développements concernent :

- la modélisation des phénomènes AG (DCH, ICB, explosion vapeur...) ;
- l'évaluation probabiliste de la fiabilité humaine pour l'EPS de Niveau 2 ;
- la mise en conformité de l'EPS de Niveau 2 avec les hypothèses du GIAG ;
- l'analyse du comportement des systèmes et de l'installation en AG, notamment les puisards et soupapes RIS, le filtre U5, les lignes de décharges du pressuriseur, l'isolement enceinte (mode β).

La prise en compte de ces développements complémentaires a pour principal objectif de disposer à terme d'une EPS de Niveau 2 de qualité permettant de consolider l'identification et la quantification des contributions prépondérantes au risque de rejets, sans néanmoins viser un niveau de modélisation nécessairement détaillé. EDF rappelle que l'EPS de Niveau 2 devra présenter un niveau de complexité maîtrisé pour rester compatible avec les utilisations souhaitées et avec sa généralisation aux autres paliers. Les évolutions envisageables devront donc être pesées vis-à-vis des enjeux sûreté qu'elles sous-tendent et de leur impact sur la planification générale de l'élaboration des modèles de référence des différents paliers.

En particulier, une telle EPS doit pouvoir être utilisée pour l'évaluation du bénéfice sûreté et la hiérarchisation de modifications associées à la prévention et la maîtrise du risque AG, notamment pour la préparation d'un réexamen de sûreté.

En effet, il n'apparaît techniquement pas nécessaire de disposer d'une EPS de référence apte à délivrer directement des évaluations Coût-Bénéfice. Pour cette application, on vise surtout à améliorer la représentativité de l'EPS de Niveau 2 de référence et à apprécier la pertinence des évaluations Coût-Bénéfice par des post-traitements de différentes natures :

- évaluations relatives aux incertitudes de l'EPS de Niveau 2 ;
- analyses de sensibilité par rapport aux hypothèses clés de l'EPS de Niveau 2 ;
- développement d'études probabilistes particulières dédiées à l'analyse de modifications ;
- études de nouveaux scénarios par des calculs supports supplémentaires.

Ces évaluations doivent permettre de mesurer la confiance que l'on peut avoir dans les résultats obtenus lors des analyses Coût-Bénéfice »

II.3. ANALYSE DE L'IRSN

II.3.1. COMMENTAIRES GENERAUX SUR LA POSITION D'ÉLECTRICITE DE FRANCE

Les éléments transmis par Électricité de France font apparaître un certain nombre de limitations de ses modèles EPS2, qu'il convient de prendre en compte lors de leur utilisation dans la méthode coût-bénéfice. L'IRSN partage ce point de vue et rappelle que, si le modèle EPS 2 (REP 900) peut être utilisé pour démontrer le respect d'objectifs probabilistes globaux, il ne permet pas de hiérarchiser entre eux les différents risques compte tenu des hypothèses conservatives simplificatrices prises en compte.

L'IRSN considère que les EPS 2 d'Électricité de France doivent être utilisées dans la méthode coût-bénéfice avec beaucoup de prudence et en procédant à une analyse systématique de leurs limitations.

L'IRSN constate qu'Électricité de France met principalement en avant sa volonté de conserver des modèles EPS 2 simples avec des évolutions « pesées vis-à-vis des enjeux sûreté qu'elles sous-tendent et de leur impact sur la planification générale de l'élaboration des modèles de référence des différents paliers » et ne propose pas d'orientations à moyen terme visant à rendre plus robustes les résultats de ses EPS de niveau 2 autres que celles définies à l'issue de la réunion du Groupe Permanent consacré à l'examen des EPS de niveaux 1 et 2 lors de la préparation des troisièmes visites décennales du palier 900 MWe.

Pour l'IRSN, si la méthode coût-bénéfice n'amène pas de modifications des principes des EPS de niveau 2, certains points d'ordre méthodologique lui semblent devoir être correctement traités, au-delà de l'amélioration de la « représentativité » et de la « réalisation de post-traitements complémentaires ».

II.3.2. DOMAINE DE COUVERTURE DE L'EPS DE NIVEAU 2

L'IRSN, tout comme Électricité de France, considère que le fait que les EPS de niveaux 1 et 2 ne prennent en compte aujourd'hui que les initiateurs internes et non les initiateurs externes (agressions) constitue de facto une limite importante de la méthode coût-bénéfice, puisque seule une partie du risque est prise en compte. Au-delà des initiateurs externes d'accident, cette limite existe également pour tous les risques qui n'auraient pas été identifiés dans les modèles EPS. Ainsi, les modèles EPS sont incomplets, sans que le risque « résiduel » puisse être quantifié.

D'une certaine manière, les systèmes de sauvegarde, la troisième barrière de confinement (l'enceinte et son « extension ») et les moyens de gestion des accidents graves sont supposés couvrir ce risque résiduel et rendre « acceptables » les conséquences des accidents correspondants.

Pour l'IRSN, cet état de fait conduit à une moindre valorisation de certaines modifications puisque seule une partie du risque est prise en compte dans le calcul des IES. Il est alors légitime de s'interroger sur la pertinence de la « hiérarchisation », obtenue par la méthode coût-bénéfice, d'un lot de modifications, alors que la méthode ne considère qu'une partie seulement des risques inhérents à une installation.

Pour l'IRSN, l'incomplétude des modèles EPS actuels peut conduire à douter, dans certains cas, de la pertinence de la hiérarchisation des modifications obtenue par la méthode coût-bénéfice. Cette limite devra donc être pesée dans l'application de la méthode, notamment si la méthode apporte une argumentation pour ne pas retenir une modification. Les modifications liées à la limitation des conséquences d'un accident grave paraissent particulièrement concernées par cette limite.

II.3.3. CATEGORIES DE REJETS DE L'EPS2 ET ECHELLES DE LA METHODE COUT-BENEFICE

La méthode coût-bénéfice proposée par Électricité de France considère trois niveaux pour la valorisation des conséquences d'un accident avec fusion du cœur (ou 3 « échelles » - la quatrième catégorie, permettant de classer les aspects dosimétriques, n'est pas considérée ici) :

- les situations de fusion du cœur sans rejet ;
- les situations de fusion du cœur avec un rejet différé filtré assimilable au terme de source de référence S3 ;
- les situations de fusion du cœur avec un rejet précoce massif assimilable au terme source S1.

Ce découpage est cohérent avec le modèle EPS2 REP 900 actuel d'Électricité de France qui considère les catégories de rejets suivantes :

- DLC (dégradation limitée du combustible) ;
- S1 (rejet massif avant 24 heures) ;
- S2 (rejet massif après 24 heures) ;
- S3 (rejet différé après 24 heures et filtré).

Lors de l'instruction, l'IRSN a souligné que ces trois catégories d'accidents ou échelles ne permettaient pas de prendre toutes les situations, et a suggéré :

- de considérer deux catégories pour les rejets de type S3, en distinguant les rejets en cas d'ouverture du dispositif U5 et les rejets après percée du radier ;
- d'ajouter une catégorie pour les rejets de type S4, correspondant à une fusion totale mais un rejet via les fuites « naturelles » de l'enceinte.

Pour l'IRSN, l'ajout de ces deux catégories est nécessaire pour prendre en compte, d'une part les risques de pollution des nappes phréatiques en cas de percement du radier, et d'autre part les situations pour lesquelles le confinement serait maintenu pendant tout l'accident.

L'IRSN considère qu'il s'agit d'un complément minimal à la méthode coût-bénéfice, et Électricité de France en a convenu lors de l'instruction (voir le chapitre 4).

Pour l'IRSN, il pourra s'avérer nécessaire de définir d'autres catégories de rejets, en fonction des séquences prépondérantes de l'EPS 2, notamment pour les situations ayant des conséquences intermédiaires entre un rejet de type S1 et un rejet de type S3. La définition de ces catégories peut par ailleurs s'avérer différente suivant les réacteurs. Néanmoins, la multiplication des catégories d'accident dans la méthode coût-bénéfice risque de nuire au caractère opérationnel de la méthode et ne peut donc être envisagée qu'avec prudence.

Dans la première version de la méthode coût-bénéfice, Électricité de France avait proposé d'asseoir sa méthode sur quatre échelles (fusion du cœur, S3, S1, réduction de dose) avec des règles de comparaison entre les échelles [6_6]. Dans la version suivante de la méthode a été introduit l'indice efficacité sûreté (IES) qui permet en fait de fusionner directement les échelles au travers d'une même grandeur [6_18].

L'IES est défini de la manière suivante par Électricité de France :

$$IES = \frac{(R_F \times C_F + R_{S1} \times C_{S1} + R_{S3} \times C_{S3} + Q_{dose} \times C_{dose})}{C_{Modif}}$$

où :

R_F = diminution de la fréquence annuelle du risque de fusion du cœur induite par la modification

R_{S1} = diminution de la fréquence annuelle du risque de rejets S1 induite par la modification

R_{S3} = diminution de la fréquence annuelle du risque de rejets S3 induite par la modification

Q_{dose} = diminution de la « dose probabiliste » annuelle induite par la modification

C_F = coût d'une « fusion du cœur »

C_{S1} = coût d'un « rejet S1 »

C_{S3} = coût d'un « rejet S3 »

C_{dose} = coût de l'homme sievert

C_{modif} = coût de la modification (par tranche)

Pour l'IRSN, cette formule doit être généralisée à l'ensemble des catégories définies par l'EPS de niveau 2. Comme indiqué plus haut, Électricité de France a d'ores et déjà convenu au cours de l'instruction de prendre en compte d'autres catégories de rejets (S3 en cas d'ouverture du dispositif U5 ou après percée du radier, et S4), et la formule de l'IES devrait être en conséquence généralisée comme suit :

$$IES = [(\sum R_i \cdot C_i) + Q_{dose} \cdot C_{dose}] / C_{Modif}$$

Où R_i représente la diminution de la fréquence annuelle pour le risque de type i , et C_i est le coût correspondant.

Compte tenu de la définition de l'IES, l'IRSN estime possible de prendre en compte directement dans la méthode coût-bénéfice les contributions dominantes de l'EPS de niveau 2, rassemblées dans un nombre limité de catégories de rejets. Cette perspective permettra de prendre en compte progressivement les améliorations des EPS de niveau 2.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prévoie, dans une évolution ultérieure de la méthode coût-bénéfice, que le choix des échelles ne soit pas défini à partir des seuls termes sources conventionnels S1 et S3, mais à partir de catégories de rejets issues de l'EPS 2 qui regrouperaient des séquences accidentelles dont les conséquences seront jugées comparables.

II.3.4. REALISME DE L'ETUDE EPS 2 ET PRISE EN COMPTE DES INCERTITUDES

Lors de l'examen de l'étude EPS2 REP 900 réalisée par Électricité de France, l'IRSN avait insisté sur le fait qu'un certain nombre de conservatismes avaient été introduits dans l'étude, ce qui empêche d'utiliser l'étude pour hiérarchiser entre eux les différents risques. Cela avait conduit l'ASN à demander à Électricité de France de faire évoluer à moyen terme sa méthodologie de réalisation des EPS2 vers une évaluation plus réaliste avec prise en compte des incertitudes [6_4] :

« Lors d'une mise à jour ultérieure de l'EPS de niveau 2 pour les paliers CPO et CPY, je vous demande donc :

- de considérer l'ensemble des risques plausibles identifiés et associés à la progression de l'accident, de compléter les études supports et d'en améliorer la représentativité ;
- de compléter votre évaluation des incertitudes liées aux phénomènes physiques en situation d'accidents graves et de présenter, pour les résultats globaux de l'étude, les incertitudes qui leur sont associées ;
- de procéder à une évaluation réaliste des rejets, afin de pouvoir hiérarchiser les séquences de l'EPS de niveau 2 en termes de conséquences et de mettre en évidence l'intérêt de parades adaptées pour limiter les rejets dans l'environnement. »

Les conservatismes introduits dans l'EPS de niveau 2 peuvent poser des difficultés dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice. Il faut en effet rappeler que c'est la réduction de fréquence (du fait de la modification considérée) associée à une catégorie de rejet de l'EPS 2 qui entre dans l'estimation du bénéfice sûreté. Cette réduction sera potentiellement d'autant plus forte que la modification considérée concerne un risque traité de manière conservatrice dans l'EPS 2. Dans le cas contraire, le bénéfice sûreté pourrait être fortement sous-estimé.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France s'assure systématiquement, lors des utilisations des EPS de niveau 2 dans la méthode coût-bénéfice, que les éventuels conservatismes de l'EPS de niveau 2 ne sont pas de nature à fortement sous-estimer ou majorer le bénéfice sûreté associé à une modification. Cette analyse devrait par ailleurs être complétée par une estimation systématique de l'incertitude sur l'IES prenant en compte à la fois les incertitudes sur les fréquences et sur les niveaux de rejets.

Par ailleurs, avec l'approche EPS2 retenue par Électricité de France (et conformément à la pratique internationale), seul le premier mode de rupture du confinement est pris en compte dans la définition des catégories de rejets, ce qui peut conduire à fortement sous-estimer le bénéfice sûreté de modifications relatives aux phases tardives de l'accident.

Par exemple, la modification relative au changement du diaphragme U5 pour Bugey apporte un bénéfice pour les séquences accidentelles pour lesquelles le percement de la première dalle du radier est le premier mode de rupture du confinement, mais également pour les séquences conduisant au percement de cette dalle après une première rupture du confinement (bipasse du confinement par V-LOCA ou RTGV par exemple).

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France considère pour l'évaluation des bénéfices sûreté liés à une modification, les résultats obtenus par son EPS de niveau 2 pour le premier mode de rupture du confinement susceptible de survenir lors de la progression de l'accident, mais également pour les modes de rupture ultérieurs éventuels, afin de ne pas sous-estimer le bénéfice sûreté de modifications liées aux phases les plus tardives d'un accident.

II.3.5. CONCLUSION QUANT A L'UTILISATION DE L'EPS DE NIVEAU 2

L'IRSN considère que l'utilisation de l'EPS de niveau 2 dans la méthode coût-bénéfice ne présente pas de difficultés majeures, à l'exception de celles induites par les limitations des modèles EPS2 actuels.

L'IRSN considère que les EPS 2 d'Électricité de France doivent être utilisées dans la méthode coût-bénéfice avec beaucoup de prudence et en procédant à une analyse systématique de leurs limitations.

Les conservatismes introduits dans l'EPS de niveau 2 peuvent poser des difficultés dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice, car ils peuvent conduire à masquer l'importance de certains risques, voire à faire disparaître tout bénéfice sûreté pour certaines modifications qui ne traiteraient pas les risques pour lesquels des conservatismes ont été introduits dans l'EPS de niveau 2.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France s'assure systématiquement, lors des utilisations des EPS de niveau 2 dans la méthode coût-bénéfice, que les éventuels conservatismes de l'EPS de niveau 2 ne sont pas de nature à fortement sous-estimer ou majorer le bénéfice sûreté associé à une modification. Cette analyse devrait par ailleurs être complétée par une estimation de l'incertitude sur l'IES prenant en compte à la fois les incertitudes sur les fréquences et sur les niveaux de rejets.

L'IRSN souligne que l'absence de prise en compte de certains initiateurs (en particulier les agressions externes) dans les EPS de niveaux 1 et 2 peut conduire à sous-estimer la valorisation de certaines modifications, notamment celles visant à limiter les conséquences des accidents graves, puisqu'une partie seulement du risque est prise en compte.

Pour l'IRSN, l'incomplétude des modèles EPS actuels peut conduire à douter, dans certains cas, de la pertinence de la hiérarchisation des modifications obtenue par la méthode coût-bénéfice. Cette limite devra donc être pesée dans l'application de la méthode, notamment si la méthode apporte une argumentation pour ne pas retenir une modification. Les modifications liées à la limitation des conséquences d'un accident grave paraissent particulièrement concernées par cette limite.

Par ailleurs, la définition de l'IES permet d'envisager un couplage plus direct entre la méthode coût-bénéfice et les EPS de niveau 2, sans nécessairement avoir recours à des termes sources de référence tels que S1 et S3, qui ne représentent pas l'ensemble des situations ressortant des EPS de niveau 2.

L'IRSN estime possible de prendre en compte dans la méthode coût-bénéfice les contributions dominantes de l'EPS de niveau 2, rassemblées dans un nombre limité de catégories de rejets. Cette perspective permettra de prendre en compte progressivement les améliorations des EPS de niveau 2.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prévoie, dans une évolution ultérieure de la méthode coût-bénéfice, que le choix des échelles ne soit pas défini à partir des seuls termes sources conventionnels S1 et S3, mais à partir de catégories de rejets issues de l'EPS 2 qui regrouperaient des séquences accidentelles dont les conséquences seront jugées comparables.

Par ailleurs, avec l'approche EPS2 retenue par Électricité de France (conformément à la pratique internationale), seul le premier mode de rupture du confinement est pris en compte, ce qui peut conduire à fortement sous-estimer le bénéfice sûreté de modifications relatives aux phases tardives de l'accident.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France considère pour l'évaluation des bénéfices sûreté liés à une modification, les résultats obtenus par son EPS de niveau 2 pour le premier mode de rupture du confinement susceptible de survenir lors de la progression de l'accident, mais également pour les modes de rupture ultérieurs éventuels, afin de ne pas sous-estimer le bénéfice sûreté de modifications liées aux phases les plus tardives d'un accident.

Enfin, un certain nombre de remarques relatives à l'EPS de niveau 1 (voir le chapitre 6.1.4) s'appliquent également à l'EPS de niveau 2 (telle que la prise en compte de l'état réel des tranches ...).

REFERENCES DU CHAPITRE 6

Lettres transmises par l'ASN

- [6_1] Lettre DGSNR DEP-SD2-N° 493-2006 du 11/09/2006 - Méthodes coût-bénéfice pour la sûreté
- [6_2] Lettre DGSNR- DEP- SD2-0222-2005 du 27 avril 2005 - Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyses coût-bénéfice pour la sûreté
- [6_3] Règle fondamentale de sûreté (RFS) n° 2002-01, relative à l'utilisation des études probabilistes, du 26 décembre 2002
- [6_4] Lettre DGSNR- DEP- SD2-500-2005 du 21 octobre 2005 - Risques associés aux accidents graves dans les REP en exploitation - Réexamen de sûreté à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe

Documents transmis par Électricité de France

- [6_5] Lettre Électricité de France DIN du 16 novembre 2004
- [6_6] Note ENSN04147 A du 15 novembre 2004 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [6_7] Lettre Électricité de France DIN du 3 mars 2005
- [6_8] Lettre Électricité de France ENSN050112 du 17 novembre 2005 - Analyses coût-bénéfice pour la sûreté
- [6_9] Note ENSN04147 B du 21 novembre 2005 - Hiérarchisation des modifications VD3 900
- [6_10] Lettre Électricité de France SEPTEN du 14 février 2006 - Suite réunion de cadrage
- [6_11] Note Électricité de France/R&D/MRI/EPsNA H-T51-2006-01615-FR 1.0 du 23 juin 2006 transmise par la lettre ENSN0600081 du 29/06/06
- [6_12] Note Électricité de France/DPI/CIPN EMESF0600295 Indice A, du 08 juin 2006 - Analyses Coût-bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 900 MWe - CPY
- [6_13] Note Électricité de France/DPI/CIPN EMESF0600294 Indice A du 08 juin 2006 - Analyses Coût-bénéfice Sûreté - Hiérarchisation de modifications du palier 1300 MWe
- [6_14] Note Électricité de France/DPI/CIPN EMESF0600223 Indice A du 16 juin 2006 - Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté
- [6_15] Lettre ENSN06078 du 27/06/06 - GP coût Bénéfice Sûreté - Application méthode aux VD2 et VD3
- [6_16] Lettre Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060094 du 26 juillet 2006 - GP Coût Bénéfice Sûreté - Compléments d'analyse (exemples détaillés)
- [6_17] Note Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060101 du 06/10/06 transmise par la lettre ENSN060121 du 13/10/06 - Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale
- [6_18] Note Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A du 24 mai 2006 transmise par la lettre ENSN060061 du 08/06/06 - Méthode coût/bénéfice sûreté
- [6_19] Lettre Électricité de France ENSN060150 du 19 décembre 2006 - GP Coût Bénéfice Sûreté - Bonnes pratiques et compléments EPS 2

[6_20] Lettre Électricité de France ENSN070017 du 13/02/2007- GP coût-bénéfice sûreté - Réponse au questionnaire IRSN N° 5 (du 21/01/2007)

Documents émis par l'IRSN

[6_21] Avis DSR 2005-233 du 23 juin 2005 - Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyse coût - bénéfice pour la sûreté

[6_22] Lettre DSR/SAGR/2006-59 du 8 mars 2006 - Compte rendu de la réunion de cadrage du GP « Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté »

[6_23] Lettre DSR/SAGR/2007-57 du 22 janvier 2007 - Questionnaire relatif aux bonnes pratiques pour l'élaboration des EPS N2 en support aux méthodes C/B, aux précautions d'utilisation des EPS et à la mise à jour des évaluations probabilistes support des analyses C/B des fiches AG VD3

[6_24] Lettre DSR/SAGR/2007-157 - GP « Examen de la méthode Coût-Bénéfice pour la sûreté »- Compte rendu de la réunion d'instruction technique du 15 février 2007

[6_25] Rapport DSR° 50 - VD3 900 MWe - Examen des EPS de niveau 1 et 2

[6_26] Lettre DSR/SAGR/2006-338 du 30/11/2006- GP « Examen de la méthode Coût-Bénéfice pour la sûreté » - Évaluation du coût des accidents

CHAPITRE 7 : UTILISATION D'UNE METHODE COUT-BENEFICE POUR LA SURETE DANS LE CADRE DE REEXAMENS DE SURETE

I. PREAMBULE

Par la lettre en référence [7_1], l'ASN a rappelé son souhait de voir prises en compte, dans les réexamens de sûreté, des démarches de type « coût-bénéfice pour la sûreté » en tant qu'aide à la hiérarchisation et à la décision pour la mise en œuvre d'améliorations de sûreté.

L'ASN a indiqué qu'elle souhaitait d'une part consulter le GPR sur la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » proposée par Électricité de France en vue d'une application pour les troisièmes visites décennales (VD3) des réacteurs de 1300 MWe, d'autre part recueillir son avis sur les principes et les conditions d'utilisation de la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » et le cas échéant les modifications à apporter à cette démarche.

A ce titre, l'ASN souhaite « *connaître l'avis du GPR sur l'utilisation de cette méthode dans une démarche décisionnelle globale dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs de puissance, intégrant d'autres critères, déterministes notamment* ».

L'IRSN a toutefois jugé pertinent d'étendre son champ d'analyse aux autres domaines d'utilisation possibles de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté compte tenu du fait que :

- cette extension est présentée par Électricité de France dans les documents transmis ;
- l'analyse d'autres domaines d'utilisation ne pouvait qu'enrichir l'instruction en mettant en exergue des pratiques envisageables pour un réexamen de sûreté autres que celles proposées par Électricité de France dans le cadre de l'analyse d'un lot de modifications de type VD.

L'analyse de l'IRSN présentée dans ce chapitre porte donc sur les domaines et les pratiques d'utilisation possibles de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté. Elle ne préjuge pas des performances de l'évaluation de l'indice efficacité sûreté (IES) ainsi que des hypothèses, critères et méthode de calcul utilisés par Électricité de France. Ces sujets sont en effet traités dans les chapitres 4 à 6.

II. DOMAINES ET PRATIQUES POTENTIELS D'UTILISATION

II.1. DOMAINE D'UTILISATION

II.1.1. PROPOSITIONS D'ÉLECTRICITE DE FRANCE

Dans la note en référence [7_3], Électricité de France indique avoir développé sa démarche d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté, et donc avoir choisi le type d'approche associé en considérant, comme cadre d'emploi, la définition d'un lot de modifications d'amélioration de la sûreté. Il estime en effet que ce type d'approche s'applique bien à l'étude d'un ensemble limité de dossiers définis dans un contexte bien précis, sachant que l'objectif est, dans le cas présent, de hiérarchiser et de sélectionner, au sein d'un lot, des modifications relatives à l'amélioration de la sûreté des tranches.

A l'heure actuelle, Électricité de France considère [7_4] toujours ce cadre d'emploi comme étant le domaine d'application privilégié de la démarche d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté. Il en exclut bien sûr les actions engagées au titre de ses propres engagements, du respect de la réglementation et des décisions de l'ASN. Actuellement, la seule cible d'emploi clairement définie est le lot de modifications VD3 du palier 1300 MWe.

Électricité de France précise néanmoins, dans la lettre en référence [7_5], que le domaine d'application est appelé à s'élargir. Il considère [7_6] que, dans la pratique, la démarche d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté peut être appliquée à toute analyse d'une (ou d'un lot) évolution matérielle ou de conduite des tranches ayant un impact direct sur la sûreté et un coût. Il indique ainsi que cette méthode n'est pas utilisable pour évaluer le bien fondé à réaliser des études visant uniquement à approfondir la connaissance du comportement d'une installation ou à mieux évaluer les marges dont on dispose. Toutefois, il ne précise ni le contexte, ni les conditions dans lesquels il étendra l'emploi de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté.

De plus, comme déjà présenté dans les chapitres précédents, Électricité de France précise que, quel que soit le dossier à examiner, la faisabilité de l'évaluation du bénéfice pour la sûreté et le degré de confiance associé doivent à chaque fois être estimés au préalable. En effet, les outils adéquats pour réaliser cette évaluation ne sont pas disponibles à chaque fois, notamment si le sujet à traiter est hors du domaine de couverture actuel des EPS (agressions internes et externes...), ou se rapporte à des équipements de surveillance et de contrôle... Ainsi, si on peut envisager un domaine d'application de la démarche assez large, il existe des limites techniques à son utilisation.

II.1.2. AVIS DE L'IRSN

L'IRSN est en accord avec Électricité de France sur le fait, qu'en pratique, la démarche d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté peut être appliquée à toute analyse d'un lot d'évolutions matérielles ou de conduite des tranches ayant un impact direct sur la sûreté et un coût. Cette démarche peut donc concerner les actions d'améliorations de la sûreté et le traitement des écarts de conformité (aux différences près des objectifs recherchés).

Toutefois, l'IRSN estime que des limites doivent être fixées à son utilisation.

Lors de l'instruction, l'IRSN et Électricité de France ont ainsi convenu du faible intérêt du point de vue de la sûreté d'utiliser une telle démarche pour des évolutions économiquement intéressantes (à coût négatif - voir chapitre 4), qu'il y ait ou non amélioration de la sûreté. Électricité de France convient également [7_4] que les actions engagées au titre de ses propres engagements, du respect de la réglementation et des décisions de l'ASN sont à exclure du champ d'application de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, hormis pour aider au choix de la solution à mettre en œuvre.

Toutefois, Électricité de France ne s'interdit pas [7_7] d'alléger un référentiel d'exigences internes, de réduire des marges ou de remettre en cause la prise en compte d'une évolution de règle d'étude. De plus, lors de l'instruction, il n'a pas exclu la possibilité d'utiliser cette démarche pour accompagner des propositions d'évolutions qui, selon l'IRSN, pourraient avoir un impact négatif pour la sûreté telles que des modifications dites de « performance » ou des allègements du programme de maintenance préventive ou d'essais périodiques. Ces évolutions sont proposées par Électricité de France sous couvert d'une démonstration de non nocivité pour la sûreté. Le souhait [7_4] d'Électricité de France

« *d'optimiser les ressources et de viser à utiliser celles-ci au meilleur escient* », pourrait l'amener à proposer de tels allègements accompagnés en contrepartie d'une démarche de compensation qui consisterait à investir les gains financiers obtenus dans des modifications offrant un bénéfice pour la sûreté supérieur à ce qui est perdu.

L'utilisation de la démarche de compensation ne peut s'envisager que dans le cadre de l'évaluation d'un lot de modifications. De plus, une telle logique apparaît comme délicate à mettre en œuvre, car elle nécessite de disposer des améliorations « intéressantes » de la sûreté en réserve. Or, à ce jour, Électricité de France n'étudie généralement ce type d'actions que lors des réexamens de sûreté et qu'alors les modifications « intéressantes » sont retenues quoiqu'il en soit.

Sur ce sujet, l'IRSN est opposé par principe à des initiatives qui se traduiraient par une remise en cause de la démonstration de sûreté, surtout si elles sont proposées sur la base des seuls arguments économiques. L'IRSN n'est également pas favorable à l'emploi d'une démarche de compensation qui consisterait à accepter de telles initiatives sous réserve de la réalisation de modifications d'amélioration de sûreté qui seraient d'une manière ou d'une autre retenues. Concernant le cas particulier des évolutions de performance ou d'allègement d'exploitation, l'IRSN considère donc que le gain économique n'est pas à intégrer dans l'analyse et que seul doit être pris en compte l'impact pour la sûreté du dossier pour émettre son avis.

Enfin, sur le même principe, l'IRSN considère que la démarche coût-bénéfice pour la sûreté ne doit pas servir à justifier le retrait de modifications définies au titre :

- des études des accidents et incidents du domaine de dimensionnement, du domaine complémentaire, et des accidents graves, auxquelles sont associées notamment des objectifs probabilistes et des limites de conséquences (déterministes) en termes de sûreté ;
- soit, de manière plus générale, de l'application du référentiel applicable des exigences de sûreté et notamment du rapport de sûreté.

II.2. PRATIQUES D'UTILISATION

II.2.1. PROPOSITIONS D'ÉLECTRICITE DE FRANCE

Le souci présent d'Électricité de France [7_4] est que, pour « *sélectionner des modifications en phase stratégique et dans un contexte concurrentiel dans lequel le niveau de sûreté des tranches, pour le parc en exploitation, a atteint un palier de stabilisation, au moins vis-à-vis des initiateurs internes chaudière, il devient vital d'optimiser les ressources et de viser à utiliser celles-ci au meilleur escient* ». Électricité de France cherche donc à intégrer dans le processus décisionnel la notion de « rentabilité sûreté ».

Dans ce cadre, comme présenté ci-avant, l'objectif privilégié d'Électricité de France pour la démarche coût-bénéfice pour la sûreté est de hiérarchiser et de sélectionner, au sein d'un lot, des modifications relatives à l'amélioration de la sûreté des tranches.

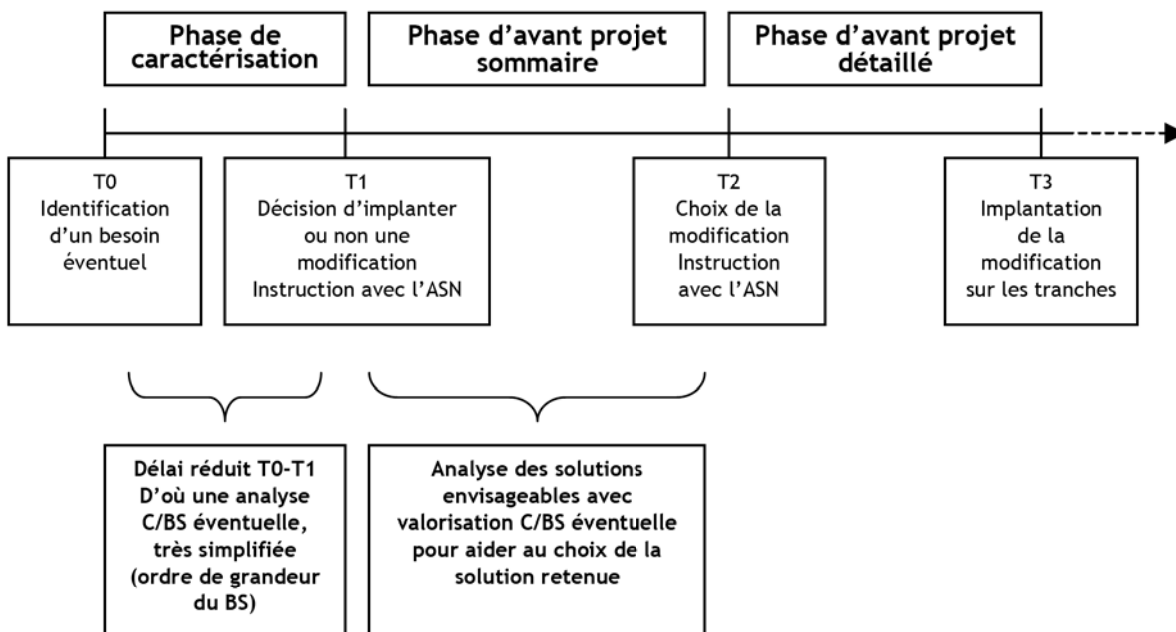
Toutefois, Électricité de France cite à titre d'exemple d'autres utilisations, sans s'engager formellement à y recourir, sinon au cas par cas, en fonction des enjeux et des circonstances :

- la comparaison de stratégies de traitement d'un problème ou d'un dossier ;
- la sélection (par application de seuils prédéfinis) des modifications ;

- la « pesée » d'une évolution du référentiel ;
- l'aide à la définition des délais de traitement (en prenant en compte dans l'évaluation des coûts et des bénéfices la date de mise en œuvre de la modification).

Dans ce contexte, Électricité de France présente, dans la note en référence [7_7], deux schémas décisionnels (voir ci-après) de mise en œuvre de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, dédiés à l'évaluation individuelle d'une amélioration de sûreté ou du traitement d'une non-conformité.

Dans le premier schéma, la démarche coût-bénéfice pour la sûreté est d'un apport limité, car la prise de décision de réaliser la modification est prise avant d'avoir défini la solution associée.

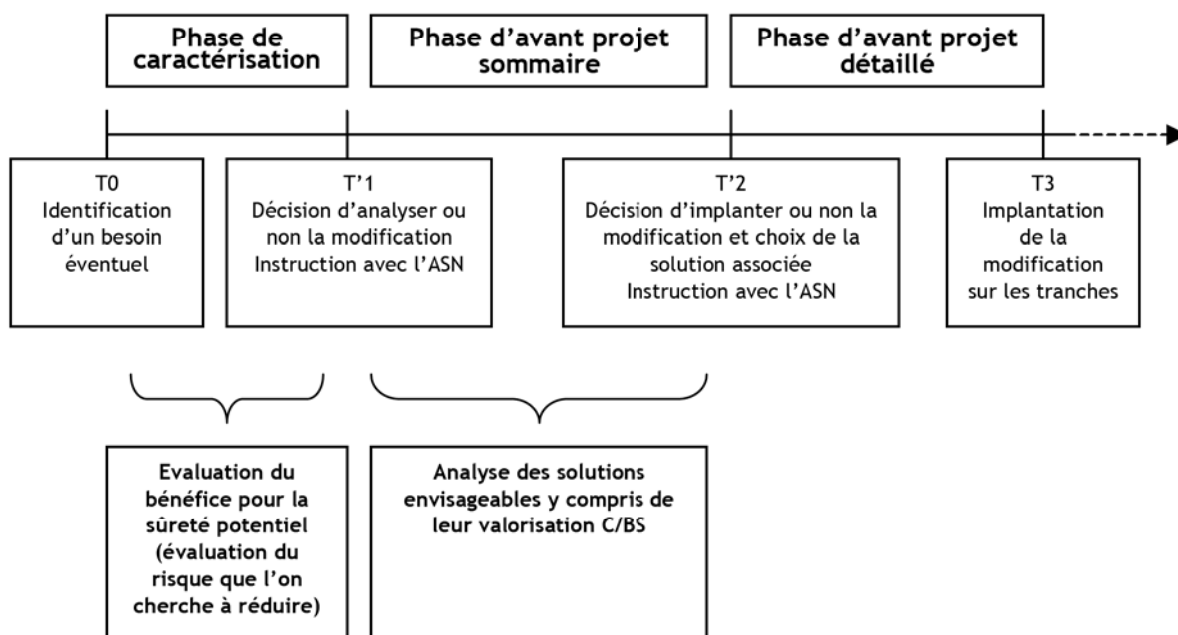


1^{er} schéma : prise de décision avant définition de la modification à mettre en œuvre

Électricité de France précise que ce processus décisionnel ne permet pas une utilisation efficace de la démarche car il peut amener à instruire complètement, voire à implanter une modification de coût important et/ou sans réelle plus value pour la sûreté. A ce titre, il réserve ce schéma plutôt à des situations d'urgence où la nécessité de faire une modification est a priori acquise.

Dans le second schéma décisionnel, l'apport de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté est maximal. En effet, ce processus dispose de deux étapes décisionnelles :

- à T'1 où la décision est prise d'étudier ou non la modification, notamment à partir de l'évaluation du gain potentiel (ou du risque à réduire) pour la sûreté ;
- à T'2 où la décision d'implanter ou non la modification est prise notamment à partir des évaluations coût-bénéfice pour la sûreté des solutions envisagées.



2^d schéma : prise de décision avec les évaluations coût - bénéfice pour la sûreté

Électricité de France indique que les délais de traitement et d'implantation (si nécessaire) sont identiques dans les deux schémas décisionnels. Il semble donc réserver le second schéma, par souci d'optimiser l'emploi de ses ressources, à des dossiers où le bénéfice pour la sûreté du traitement par une modification doit être confirmé.

Électricité de France en retient les points suivants :

- pour maximiser l'efficacité de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté (sous réserve que l'enjeu justifie un tel engagement), il faut l'insérer au plus tôt dans le processus décisionnel ;
- les deux principales utilisations sont l'aide décisionnelle à réaliser une modification ou une évolution des exigences de sûreté, et à choisir, parmi celles envisagées, la solution la plus adaptée une fois la décision prise.

Parmi les différents modes d'utilisation de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, Électricité de France ne fait pas toujours de distinction claire entre les dossiers d'amélioration de sûreté et ceux de traitement d'écarts de conformité aux exigences de sûreté. Lors de l'instruction [7_8], il a toutefois précisé qu'il pouvait être amené à proposer l'évolution du référentiel d'exigences plutôt que la remise en conformité si celle-ci est associée à la fois à un coût important et à un gain en sûreté « *très faible* ». Concernant la confiance à accorder à l'évaluation coût-bénéfice pour la sûreté, Électricité de France ne s'engage pas [7_8] sur la réalisation systématique d'une estimation de l'incertitude associée, qu'elle soit réalisée par calcul (de préférence) ou qualitativement. Il réserve cette estimation aux cas où il n'y a pas d'argument décisif en faveur ou en défaveur de la mise en œuvre d'une modification, considérant qu'un bon ou un mauvais indice d'efficacité sûreté (IES) n'a a priori pas besoin d'être conforté par l'évaluation de son incertitude.

Électricité de France propose également l'introduction de seuils décisionnels pour cet IES, mais sans s'engager formellement sur leur utilisation dans son processus de décision. Il définit ainsi une zone

« non décisionnelle » comprise entre deux seuils d'IES entre lesquels l'IES est qualifié de médiocre et donc ne peut être considéré comme pertinent. Au dessus de cette « bande morte », l'IES serait considéré comme bon et la modification associée serait à retenir sauf défaut rédhibitoire non pris en compte dans l'analyse coût-bénéfice pour la sûreté. En dessous, les modifications ne seraient pas sélectionnées sauf argument complémentaire plus décisif.

Enfin, bien entendu, Électricité de France précise [7_9] que l'évaluation coût-bénéfice pour la sûreté ne doit pas être le seul critère d'aide à la décision à considérer surtout lorsqu'elle n'est pas décisive ou que l'incertitude associée est significative. D'autres considérations peuvent et doivent intervenir : la restauration ou l'obtention de marges, la standardisation des paliers, l'impact sur l'exploitation, la conformité à une évolution des exigences de sûreté...

II.2.2. AVIS DE L'IRSN

L'IRSN considère que, pour avoir une large vision des modes d'utilisation de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, il convient d'en distinguer les différentes possibilités au sein du processus décisionnel dont le réexamen de sûreté présenté au paragraphe II du présent chapitre en est un exemple. Ces modes d'utilisation sont intégrés aux différentes étapes du processus décisionnel selon le bon vouloir et les ressources des intervenants, les enjeux et la nature du projet et, bien entendu, les possibilités et limites techniques de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté.

Après examen des éléments de réflexion fournis par Électricité de France et des pratiques internationales, l'IRSN retient les utilisations suivantes :

- la pesée d'une proposition d'amélioration de la sûreté (évolution positive des exigences de sûreté) : il s'agit d'évaluer le gain potentiel pour la sûreté qu'apporterait la mise à niveau correspondante des installations pour juger de l'intérêt ou non d'aller plus avant ;
- l'évaluation du risque pour la sûreté d'un écart de conformité aux exigences de sûreté ;
- l'évaluation d'une enveloppe budgétaire à prévoir vis-à-vis d'un niveau de sûreté à atteindre ou à retrouver ;
- la hiérarchisation d'un ensemble de dossiers pour opérer un tri ;
- l'utilisation en absolu par comparaison à un ou plusieurs seuils d'un dossier considéré individuellement ou d'un ensemble de dossiers pour décider ou non de leur réalisation ;
- la comparaison de stratégies ou de solutions de traitement.

L'IRSN formule, sur ces modes d'utilisation possibles, les commentaires suivants :

Utilisation du critère « coût de la modification »

L'IRSN n'a pas d'objection à ce que le coût des modifications intervienne dans leur priorisation, voire dans leur sélection, étant entendu qu'il est légitime de favoriser celles qui, à gain de sûreté équivalent, sont à coût moindre, voire de ne pas retenir celles dont le gain de sûreté est très faible pour un coût élevé sous réserve de l'absence d'autres critères d'aide à la décision plus déterminants.

Toutefois, pour l'IRSN, le premier critère à prendre en considération est le bénéfice pour la sûreté. Le coût ne peut donc, en aucun cas, être utilisé pour opérer un pré-filtrage économique des solutions de traitement envisagées sans que leur gain pour la sûreté ne soit pris préalablement en considération.

L'IRSN n'est donc pas favorable à ce que soit définie, préalablement à la définition de la modification, une enveloppe budgétaire maximale autorisée, établie à partir de la valorisation financière de l'objectif sûreté à atteindre.

Traitement des écarts de conformité aux exigences de sûreté

Comme on a pu le constater plus haut, la démarche coût-bénéfice pour la sûreté peut être utilisée pour le traitement des écarts de conformité aux exigences de sûreté. Toutefois, l'IRSN tient à rappeler que les objectifs recherchés diffèrent selon la situation considérée. En effet, s'il peut se concevoir qu'une action d'amélioration de la sûreté relève d'un choix de faire ou de ne pas faire, l'IRSN n'est pas favorable à une utilisation à fin de justification du « laisser en l'état » pour les écarts de conformité. Tout non-respect d'une exigence de sûreté doit faire l'objet d'une remise en conformité dans un délai en adéquation avec les enjeux conformément à la politique de traitement des écarts de conformité définie par Électricité de France en référence [7_10] amendée par l'ASN dans le courrier en référence [7_2]. A ce titre, le maintien en l'état ne peut être envisagé que lorsque que l'absence de nocivité est justifiée.

Pour le traitement d'un écart de conformité, l'IRSN estime donc que la démarche coût-bénéfice pour la sûreté ne peut être utilisée que de deux manières :

- pour définir l'urgence du traitement correctif et la nature des éventuelles mesures d'accompagnement (repli du réacteur en état sûr, mise en place de mesures compensatoires en attente du traitement définitif) à partir de l'évaluation du risque pour la sûreté ;
- pour aider au choix de la solution de traitement en comparant les évaluations coût-bénéfice pour la sûreté des différentes options envisageables.

Utilisation de l'indice efficacité sûreté comme seuil décisionnel

Que ce soit pour examiner une modification ou un lot de modifications, l'utilisation de seuils décisionnels associés au rapport « bénéfice pour la sûreté / coût » (ou IES) peut être envisagée. Une telle méthode offre l'avantage de ne pas nécessiter de données comparatives et facilite la prise de décision.

Cependant, l'IRSN émet des réserves sur l'utilisation en absolu de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté. En effet, le retour d'expérience sur l'efficacité et la précision de cette démarche reste faible, d'autant plus que les résultats des calculs sont affectés de fortes incertitudes notamment sur l'évaluation du coût des accidents (voir chapitre 4). Électricité de France est d'ailleurs très prudent sur ce sujet, surtout pour ce qui est de définir un seuil d'IES en dessous duquel les modifications ne seraient a priori pas à retenir. La difficulté est de déterminer et de justifier la valeur d'un seuil de décision. De plus, l'IRSN estime (cf. chapitre 3 paragraphe 1.5) que la valeur absolue du bénéfice pour la sûreté doit aussi être prise en compte et pas seulement en tant que composante de l'IES.

L'IRSN n'est toutefois pas opposé à l'utilisation de valeurs de seuils d'IES décisionnelles. Cependant, au stade actuel de développement de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, il serait prudent de n'envisager qu'un seul seuil au dessus duquel la modification serait à retenir. En dessous de ce seuil, il conviendrait de considérer la valorisation coût-bénéfice pour la sûreté

comme non probante et une analyse plus fine avec d'autres critères (notamment le bénéfice pour la sûreté) serait alors nécessaire pour prendre une décision.

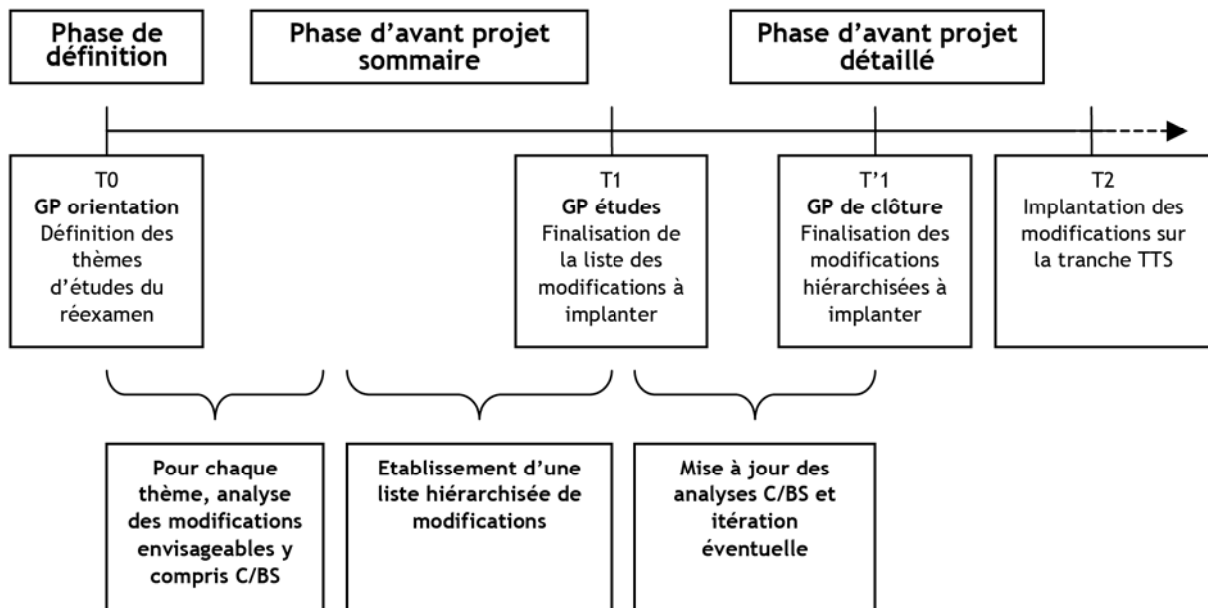
II.2.3. POSITIONNEMENT D'ÉLECTRICITE DE FRANCE

L'IRSN constate qu'en dépit des avantages de la démarche d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté mis en avant par Électricité de France, ce dernier reste très prudent quant à une extension du domaine d'application et des pratiques. Les informations et documents transmis montrent d'ailleurs que rien n'est clairement décidé et formalisé sur le sujet, notamment au niveau de la différence de traitement qui devrait exister entre les modifications d'amélioration de la sûreté et celles de correction d'écarts de conformité. Électricité de France reste donc prudent et soucieux d'optimiser son engagement dans le cadre d'une prochaine application de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté au lot de modifications VD3 du palier 1300 MWe, semble-t-il, pour des raisons de limites de ressources et dans l'attente d'un positionnement de l'ASN sur la considération à apporter au critère d'aide à la décision alors fourni.

III. UTILISATION DANS LE CADRE D'UN REEXAMEN DE SURETE

III.1. PROPOSITIONS D'ÉLECTRICITE DE FRANCE

Comme indiqué ci-avant, le seul objectif déclaré d'Électricité de France est d'utiliser la démarche coût-bénéfice pour la sûreté pour le lot de modifications VD3 du palier 1300 MWe dans le cadre du réexamen de sûreté associé. Le domaine d'application des réexamens de sûreté apparaît donc comme le premier cadre d'utilisation de cette démarche. A ce titre, Électricité de France propose [7_7] le processus décisionnel suivant :



Pour les modifications d'amélioration de la sûreté issues des réexamens de sûreté, Électricité de France s'oriente [7_8] vers une application conjointe des démarches de hiérarchisation relative et de sélection basée sur des seuils décisionnels, même s'il semble privilégier [7_7] le positionnement des modifications entre elles. Lors de l'instruction [7_8], il a complété le processus, en précisant qu'en préalable, plusieurs solutions pour un dossier donné pourront être étudiées et évaluées notamment à partir de leur IES afin de sélectionner la meilleure stratégie de traitement.

Électricité de France indique [7_7] que l'utilisation de la démarche, le plus en amont possible dans le processus d'analyse des modifications, améliorerait l'apport de celle-ci. A titre d'exemple, une telle stratégie permettrait de renoncer de façon précoce à la mise en œuvre de modifications coûteuses en regard du bénéfice attendu pour la sûreté et donc d'économiser des ressources qui pourraient alors être employées à étendre le champ des études. Lors de l'instruction, Électricité de France a détaillé ainsi la phase d'avant-projet sommaire du processus en indiquant que l'analyse des modifications s'opèrerait en 2 étapes :

- une phase de caractérisation (analogue à celle d'un écart de conformité) ayant pour objectif d'évaluer l'enjeu sûreté (le gain maximal potentiel) et la faisabilité de mise en œuvre de solutions ; in fine, le dossier sera instruit avec l'ASN soit en vue du retrait du dossier, soit pour définir le délai de mise en œuvre de la modification ;
- une phase d'analyse de la ou des solutions envisageables avec notamment l'évaluation de leur IES, qui se finalisera en GP études.

Sur ces mêmes considérations, lors de l'instruction [7_8], l'IRSN a noté qu'Électricité de France a évoqué plusieurs fois, dans ses documents, la possibilité d'analyser l'intérêt d'une amélioration du référentiel de sûreté en évaluant le bénéfice potentiel pour la sûreté, voire même en identifiant la nature et le coût des modifications éventuelles et qu'une telle option pouvait être envisageable lors de la phase de définition des thèmes d'études du réexamen de sûreté. Électricité de France a précisé qu'une telle option est possible et intéressante, car elle permettrait de sélectionner des thèmes d'études avant de trop s'engager dans celles-ci. Même si Électricité de France considère que sa mise en œuvre à ce stade de développement de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté est délicate et nécessite une évolution culturelle importante des personnes en charge de l'élaboration du référentiel de sûreté, il envisage de l'appliquer dans la mesure du possible à certains thèmes d'études s'il y a un doute sur l'importance de leur impact pour la sûreté.

Il a enfin indiqué [7_8] que, pour chaque évaluation d'IES, il transmettra un descriptif du calcul (y compris les hypothèses prises et les éléments de justification) et si nécessaire une évaluation de l'intervalle de confiance associé.

III.2. AVIS DE L'IRSN

Au travers des documents transmis en préalable à l'instruction concernant l'utilisation de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté dans les réexamens de sûreté, l'IRSN souligne que le domaine d'emploi de la méthode proposé par Électricité de France était initialement très limité. Toutefois, l'instruction a permis d'envisager d'autres pratiques d'utilisation :

- la phase de caractérisation des dossiers à traiter ;
- l'évaluation des solutions envisageables ;

- l'utilisation en phase de définition du programme d'études du réexamen de sûreté pour aider à la sélection des améliorations du référentiel des exigences de sûreté ;
- l'utilisation conjointe de la hiérarchisation des modifications entre elles et de leur sélection en absolu par leur valeur d'IES.

L'IRSN considère que le processus décisionnel tel qu'il ressort des discussions avec Électricité de France est celui pour lequel l'apport de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté est maximal. Si Électricité de France retient une telle extension du cadre d'utilisation de cette démarche pour les réexamens de sûreté, il met toutefois en option certaines pratiques dans un souci d'optimiser ses ressources.

Il en est ainsi de l'évaluation des solutions envisageables. L'IRSN considère que l'utilisation de cette option peut dépendre en effet des enjeux tant de sûreté qu'économiques et de l'existence ou non de plusieurs stratégies de traitement dont la sélection ne serait pas, au premier abord, évidente.

Sur ce sujet, l'IRSN estime nécessaire que lorsque, pour traiter un problème, plusieurs solutions ont été examinées et que les bénéfices pour la sûreté associés sont sensiblement différents, Électricité de France présente la justification de son choix incluant les stratégies et solutions examinées avec les critères de sélection pris en compte.

Le fait qu'Électricité de France propose d'utiliser la démarche coût-bénéfice pour la sûreté pour aider à la définition du programme des études d'amélioration du référentiel de sûreté n'appelle pas de commentaire de la part de l'IRSN à ce stade d'intégration de la démarche. L'IRSN estime en effet que, si les dossiers s'y prêtent, cette approche peut se révéler très utile car elle fournit alors des informations intéressantes sur les enjeux de sûreté associés lors de leur sélection et donne donc très tôt les priorités en termes d'études. De plus, exclure une modification en fin de phase d'avant-projet sommaire impliquerait aussi de ne pas retenir l'évolution associée du référentiel des exigences de sûreté, ce qui rendrait inutiles toutes les études réalisées en amont de la décision et irait à l'encontre des objectifs déclarés d'Électricité de France d'efficacité et d'optimisation de la ressource.

Les réexamens de sûreté visent non seulement à faire évoluer le référentiel des exigences de sûreté, mais aussi à s'assurer que ce référentiel est respecté, soit par des vérifications des études de conception, soit par des contrôles de conformité in situ. Les modifications issues des études du réexamen de sûreté sont donc soit des modifications d'amélioration de la sûreté, soit des modifications de traitement d'écart de conformité.

Or, si, comme d'ailleurs en convient Électricité de France [7_8], il n'y a pas de différence dans la façon de mener une analyse coût-bénéfice pour la sûreté entre ces deux catégories de modifications, l'utilisation qui doit en être faite diffère. En effet, sauf situation très particulière, l'IRSN estime que la question de réaliser ou non la correction d'un écart de conformité ne se pose pas (se référer au paragraphe II.1.2). Sur ce point, pour les exercices réalisés sur les réexamens VD2 et VD3 du palier 900 MWe et VD2 du palier 1300 MWe, les modifications ont été hiérarchisées sans différencier celles qui relevaient de la remise en conformité ou de la réévaluation de sûreté.

L'IRSN n'est pas opposé à l'évaluation coût-bénéfice pour la sûreté des modifications de conformité issues des études des réexamens de sûreté. Cette action permet de disposer d'un référentiel comparatif plus riche pour les modifications de réévaluation et facilite ainsi leur sélection. Mais

L'IRSN estime qu'Électricité de France doit clairement différencier ces deux catégories de modifications. Il estime en effet que la décision de réaliser ou non les modifications de conformité ne se pose pas, sauf cas très particulier.

Comme présenté précédemment, Électricité de France est soucieux d'optimiser l'emploi de ses ressources d'études. Il indique que l'utilisation de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté n'aura pas un caractère automatique, mais sera avant tout réservé à des modifications d'amélioration de la sûreté pour lesquelles il y aurait doute sur l'intérêt de les réaliser.

L'IRSN considère que, pour pouvoir disposer d'une hiérarchisation exploitable, il est nécessaire d'avoir un échantillon suffisamment large de modifications évaluées, couvrant également une plage suffisante de valeurs d'IES, quitte à y intégrer des modifications pour lesquelles la décision est déjà acquise, comme, par exemple, des modifications de conformité.

Le processus décisionnel présenté par Électricité de France est une représentation assez simplifiée d'un réexamen de sûreté. En particulier, il ne rend pas compte de l'existence de plusieurs GP thématiques et donc du travail d'instruction associé. A titre d'exemple récent, le réexamen de sûreté VD3 du palier 900 MWe en comptait cinq sur une période d'environ 4 mois.

Sur le point du cadencement des GP associés au réexamen de sûreté et des évaluations coût-bénéfice pour la sûreté, l'IRSN estime que les modèles des études probabilistes de sûreté (EPS) de niveaux 1 et 2 doivent être instruits en priorité car ils servent à évaluer les bénéfices pour la sûreté des modifications. Le GP où seront instruites les EPS devra donc être programmé au plus tôt et les dossiers nécessaires à l'instruction devront être transmis dans des délais compatibles.

De plus, l'IRSN s'interroge sur la possibilité de disposer suffisamment tôt de la liste complète des modifications envisagées et d'émettre un avis non pas global à l'ensemble du lot, mais modification par modification avec le risque de commencer la sélection avant d'avoir finalisé les instructions des derniers thèmes du réexamen de sûreté. Enfin, la phase de caractérisation n'est pas prise en compte alors que, pour Électricité de France, elle se finalise par un point décisionnel d'instruction.

La plupart de ces interrogations ont été abordées en réunion d'instruction avec Électricité de France. A la demande de l'IRSN, Électricité de France a précisé [7_11] certains délais de transmission des évaluations coût-bénéfice pour la sûreté sans toutefois les formaliser :

- à T1 - 6 mois pour les évaluations coût-bénéfice pour la sûreté ;
- 2 mois avant le premier GP pour la liste hiérarchisée des modifications ;
- 2 mois avant chacun des autres GP pour l'actualisation de cette liste prenant en compte les conclusions des instructions précédemment menées.

L'IRSN considère que l'intégration de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté dans le processus décisionnel n'est pas à ce jour suffisamment claire pour ce qui concerne l'instruction des études du réexamen de sûreté et notamment les étapes de diffusion des analyses décisionnelles et des listes de hiérarchisation, sachant qu'il faut tenir compte de l'existence de plusieurs réunions du GP associées au réexamen de sûreté et de leur cadencement.

L'IRSN estime donc nécessaire qu'en préalable au réexamen de sûreté VD3 du palier 1300 MWe, Électricité de France définisse précisément les échéances décisionnelles, ainsi que celles d'envoi des données nécessaires aux instructions associées.

REFERENCES DU CHAPITRE 7

Lettres transmises par l'ASN

- [7_1] Lettre DGSNR DEP-SD2-N° 493-2006 du 11 septembre 2006 - Méthodes coût-bénéfice pour la sûreté
- [7_2] Lettre DSIN-GRE/SD2/N° 131-2001 du 28 juin 2001 - Déclaration et traitement des écarts de conformité

Documents transmis par Électricité de France

- [7_3] Note EDF/R&D/MRI/EPSNA H-T51-2006-01615-FR 1.0 du 23 juin 2006 transmise par la lettre ENSN0600081 du 29 juin 2006
- [7_4] Note EDF/DPI/CIPN EMESF060223 Indice A du 16 juin 2006 - Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté
- [7_5] Lettre EDF/DPI/SEPTEN ENSN050112 du 17 novembre 2005 - Analyses coût-bénéfice pour la sûreté
- [7_6] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A du 24 mai 2006 transmise par la lettre ENSN060061 du 8 juin 2006 - Méthode coût/bénéfice sûreté
- [7_7] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN060101 du 6 octobre 2006 transmise par la lettre ENSN060121 du 9 octobre 2006 - Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale
- [7_8] Note EDF/DPI/SEPTEN ENSN070005 du 12 février 2007 transmise par la lettre ENSN070006 du 16 février 2007 - Réponses au questionnaire IRSN n° 4
- [7_9] Lettre EDF/DPI/SEPTEN ENSN060117 du 3 octobre 2006 - Réponses au questionnaire IRSN
- [7_10] Note EDF/DPI/DPN D4008-27.01 ENZ/DCS n° 01-2254 indice 0 du 25 avril 2001 transmise par la lettre D4008-27.01 FNZ/DCS n° 01-2325 du 25 avril 2001 - Politique de traitement des écarts de conformité

Documents émis par l'IRSN

- [7_11] Note DSR/SAGR/2007-157 du 20 mars 2007 - Compte rendu de la réunion d'instruction technique du 15 février 2007

CHAPITRE 8 : CONCLUSION

L'Autorité de Sûreté Nucléaire souhaitant voir prises en compte, dans les réexamens de sûreté, des démarches de type « coût-bénéfice pour la sûreté » en tant qu'aide à la hiérarchisation et à la décision pour la mise en oeuvre d'améliorations de sûreté, a décidé de consulter le Groupe Permanent pour les Réacteurs nucléaires sur la méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » proposée par Électricité de France en vue d'une application pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe et de recueillir son avis sur les principes et les conditions d'utilisation de cette méthode et le cas échéant les modifications à apporter à cette démarche.

Principes de la méthode

Compte tenu de l'importance des enjeux relatifs à la sûreté, à l'environnement et à la radioprotection et du fait que les ressources sont finies, Électricité de France a décidé de développer une démarche « Coût-Bénéfice Sûreté » en tant que dispositif d'aide à la hiérarchisation et à la décision parmi d'autres.

Le principe de la méthode est d'évaluer :

- d'une part, le coût global d'une stratégie (ou de stratégies) permettant de résoudre un problème : ce coût recouvre aussi bien des coûts d'études, des coûts de réalisation et des coûts d'exploitation (impact sur la disponibilité, maintenance ...) ;
- d'autre part, le bénéfice « sûreté ». Pour ce faire, Électricité de France considère que l'enjeu sûreté peut être évalué à partir de plusieurs critères :
 - l'influence sur le risque de fusion du cœur ;
 - l'influence sur le risque de rejets radioactifs de « Type S3 » (rejets tardifs filtrés) ;
 - l'influence sur le risque de rejets radioactifs de « Type S1 » (rejets importants précoces) ;
 - les doses (ou le risque de doses) subies par les exploitants ou la population en exploitation normale ou en situation accidentelle (hors situation d'accident grave) ;

le bénéfice étant déterminé par la diminution de la fréquence annuelle du risque de fusion du cœur (de rejets S1, de rejets S3), ou la dose évitée par la mise en oeuvre de la modification, multipliée respectivement par le « coût » d'une « fusion du cœur » (d'un « rejet S1 », d'un « rejet S3 ») ou de l'homme sievert.

Le domaine d'application privilégié à ce jour par Électricité de France est la priorisation de modifications à réaliser lors d'une visite décennale au sein d'un lot de modifications envisageables. Au vu de l'application de la méthode aux modifications VD3 900 et des exercices menés a posteriori sur les lots de modifications VD2 900 et VD2 1300, Électricité de France estime que les modifications présentant un rapport IES (rapport entre le bénéfice sûreté et le coût) supérieur à 10^1 sont justifiées et que, à l'opposé, les modifications présentant un rapport IES très faible (inférieur à 10^{-2}) semblent de peu d'intérêt. Les incertitudes sur les coûts et sur les bénéfices sûreté étant parfois importantes, Électricité de France a défini une « bande morte » correspondant à des valeurs d'IES comprises entre 10^{-2} et 10^1 . Dans cette zone, l'argument coût-bénéfice n'est pas décisionnel.

État de l'art international

En vue de situer la méthode proposée par Électricité de France par rapport aux méthodes de ce type développées à l'étranger, l'IRSN a présenté un état de l'art international relatif à l'utilisation de méthodes de type « coût-bénéfice sûreté » dans le domaine du nucléaire.

Le positionnement de la démarche proposée par Électricité de France est ainsi examiné par rapport à d'autres méthodes déjà mises en œuvre et pleinement formalisées, notamment en Amérique du Nord (États-Unis et Canada). La comparaison porte d'une part sur les principes d'analyse, d'autre part sur la valeur des paramètres quantitatifs nécessaires à la valorisation en termes monétaires des impacts envisageables (accidents graves et, plus généralement, doses).

Il ressort de cet examen que l'utilisation formalisée de démarches de type coût-bénéfice est à ce jour encore peu répandue à l'international dans le domaine du nucléaire ; cette utilisation tend toutefois à se développer.

Les principes de la démarche la plus anciennement mise en œuvre, celle de la NRC aux États-Unis, ont été examinés dans le détail, de même que la démarche mise en place par des exploitants nucléaires canadiens (le CANDU Owners Group ou COG). Il apparaît que les méthodes de la NRC et du COG cherchent à mettre d'abord en évidence le potentiel de réduction du risque, avant de le mettre en balance avec le coût correspondant. La méthode développée par Électricité de France met en avant directement le rapport des deux quantités sans véritable mise en exergue de l'enjeu de sûreté seul. Rappelons néanmoins qu'elle ne constitue qu'un élément de jugement parmi d'autres.

Concernant les coûts des accidents graves, principalement les coûts estimés d'accidents de type S3 ou S1, Électricité de France a comparé ses propres estimations aux valeurs correspondantes extrapolées par calcul à partir des guides méthodologiques de la NRC et du COG, ainsi qu'aux valeurs issues de l'étude européenne ExternE. L'IRSN souligne que, même si les estimations transmises par Électricité de France dans son dossier initial apparaissent cohérentes en ordre de grandeur avec les résultats de ces études, il est difficile d'en tirer des conclusions ; en effet, d'une part les études mentionnées ne postulent pas les mêmes termes sources, d'autre part l'IRSN estime qu'elles sous-estiment toutes certains postes de coût parfois de façon très importante (coût d'image notamment).

Évaluation des coûts des modifications, des coûts d'exploitation et des coûts dosimétriques

Électricité de France évalue le coût global de possession d'une modification en évaluant d'une part les coûts liés à la définition et à la réalisation de la modification, d'autre part les coûts ou gains liés à l'exploitation de celle-ci.

L'analyse de cette démarche ainsi que de son application à un échantillon de modifications met en évidence que certains postes participent de manière prépondérante à l'évaluation de ces coûts :

- pour les coûts d'implantation, il s'agit des postes « approvisionnement-travaux » et, le cas échéant, « dosimétrie du chantier » ;
- pour les coûts d'exploitation, il s'agit, lorsqu'ils existent, des postes « gain de disponibilité » et dans une moindre mesure, « dosimétrie en exploitation » et « maintenance ».

En règle générale, le caractère prédominant de ces postes rend superflue l'évaluation des autres postes de coût, ces derniers n'étant pas de nature à modifier significativement le coût global de possession.

L'IRSN a observé que les IES des modifications pouvaient présenter une forte sensibilité aux hypothèses considérées. C'est en particulier le cas lorsqu'une modification génère des gains de disponibilité, compte tenu de la valorisation importante des heures de production. En conséquence, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France présente, pour les postes participant de façon prépondérante au coût global de possession de chaque modification, les hypothèses retenues et les incertitudes associées, et tienne compte de ces incertitudes dans l'application de la démarche coût-bénéfice.

L'IRSN estime par ailleurs nécessaire qu'Électricité de France réévalue le coût d'un jour d'indisponibilité fortuite pour prendre en compte d'une part les coûts directs liés aux conséquences économiques d'un repli de réacteur d'autre part les effets indirects potentiels d'un repli, notamment sur la sûreté de l'installation et du réseau.

Enfin, l'analyse des modifications évaluées par cette démarche montre une dispersion assez faible des coûts d'implantation des modifications, la plupart de ces coûts se situant à plus ou moins une décade du coût moyen de modifications d'un lot, ce coût moyen étant par ailleurs sensiblement similaire d'un lot à un autre. Cette relative homogénéité des coûts conduit, in fine, à donner aux coûts des modifications un caractère peu discriminant dans la plupart des cas. La hiérarchisation des modifications est alors conduite par le bénéfice pour la sûreté, dont la dispersion couvre environ cinq décades dans les exemples présentés.

Pour ce qui concerne les aspects liés à la dosimétrie, notons tout d'abord qu'Électricité de France et l'IRSN ont convenu, au cours de l'instruction, qu'il n'était pas souhaitable de mettre sur une échelle commune les modifications de type sûreté et les modifications de type radioprotection.

Pour ce qui concerne le coût de l'homme-Sievert, Électricité de France a proposé, à l'issue des discussions, d'utiliser, de manière générale (rejets en situation accidentelle, rejets consécutifs à une fusion du cœur) la valeur de 2000 euros par h.rem (analogue à celle utilisée par la NRC). L'utilisation de la formule fondée sur les travaux du CEPN, initialement proposée par Électricité de France pour évaluer la dosimétrie en phase chantier ou en tant que bénéfice sûreté (hors accident grave), et qui valorise de manière nettement plus élevée les doses, serait limitée à l'évaluation de coûts dosimétriques évités ou pris en phase d'exploitation normale et en phase de chantier lors de l'implantation de la modification.

Compte tenu du fait que l'impact des valeurs retenues est somme toute limité, et eu égard à la mise en perspective des valeurs retenues par rapport à l'état de l'art international, l'IRSN considère que les valeurs proposées par Électricité de France pour ce qui concerne la valorisation monétaire de l'homme-Sievert sont acceptables.

Évaluation des bénéfices pour la sûreté

Les critères retenus par Électricité de France pour évaluer l'impact sûreté sont : le risque de fusion du cœur, l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S3 », l'influence sur le risque de rejets radioactifs « Type S1 », les doses, ou le risque de doses, prises par les exploitants ou la population en exploitation normale ou situation incidentelle, hors accident grave.

Électricité de France a indiqué qu'il avait engagé, dans le cadre de l'EPS 2 1300, un travail de caractérisation plus fine des catégories de rejets et l'IRSN estime que c'est un point positif ; néanmoins, le nombre de catégories de rejets devra rester compatible avec une utilisation simple de l'outil coût-bénéfice.

Par ailleurs, l'IRSN considère que les conséquences économiques d'un incident maîtrisé peuvent être importantes, compte tenu de l'impact médiatique et politique, et doivent également être considérées (cas par exemple d'un passage en gavage ouvert).

L'IRSN estime ainsi nécessaire que, pour la mise à jour de la méthode coût-bénéfice en vue de son utilisation lors des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France prenne en compte, si nécessaire, les conséquences économiques des accidents maîtrisés pour établir le bénéfice sûreté apporté par les modifications considérées.

Électricité de France a transmis, dans son dossier initial, une évaluation des conséquences sanitaires et économiques des accidents que l'IRSN n'a pas estimée recevable, compte tenu en particulier d'un manque de lisibilité de la méthode, de cohérence quant aux hypothèses prises en compte, et d'une certaine part d'arbitraire dans les coûts présentés. Des discussions ont ensuite eu lieu, sur la base d'une proposition de démarche élaborée par l'IRSN, et ont conduit à la transmission par Électricité de France d'une proposition d'actualisation de la méthode ¹⁴.

L'IRSN considère que, dans le principe, la proposition d'évolution de la méthode transmise par Électricité de France répond à ses préoccupations.

Néanmoins, cette proposition est encore à un stade préliminaire. L'IRSN estime donc nécessaire qu'Électricité de France présente une évaluation consolidée et argumentée du coût des accidents considérés, en mettant en exergue les sujets pour lesquels il existe des incertitudes importantes et les paramètres pour lesquels il existe une forte variabilité. Un effort important devra en particulier être mené pour apprécier les coûts de gestion des territoires contaminés, les coûts d'image et les impacts sur le parc électronucléaire.

Il convient de noter que des discussions approfondies ont eu lieu et ont abouti sur certaines hypothèses, en particulier sur les taux et la durée d'actualisation à retenir (à savoir la durée de vie résiduelle des installations au moment où la modification est implantée).

Pour ce qui concerne les positionnements respectifs des échelles, Électricité de France et l'IRSN ont convenu de distinguer les modifications à enjeux performances (Valeur Actuelle Nette (VAN) négative)

¹⁴ En support à l'analyse, l'IRSN a, pour nourrir son questionnement, réalisé de plus une étude propre, qui est jointe en annexe. Cette étude, qui a été présentée mais n'a pas été discutée avec Électricité de France, concerne le coût des accidents de types S1 et S3 et vise à quantifier les conséquences poste par poste.

et les modifications ayant un impact sur les doses reçues en exploitation normale de celles ayant un impact en termes de réduction de la fréquence de fusion du cœur ou de la fréquence de rejets. Par ailleurs, le ratio entre le coût d'un accident de type S1 et le coût d'un accident de type S3 ne pourra être mieux apprécié qu'après consolidation de l'évaluation du coût des accidents, sur la base des études demandées ci-dessus.

Enfin, l'IRSN considère que le simple rapport entre les coûts S1 et S3 n'est pas adapté pour traduire la différence de nature entre les conséquences d'un accident entraînant des rejets de type S1 d'une part, des rejets de type S3 d'autre part et il estime nécessaire qu'Électricité de France propose des modalités pour prendre en compte, dans la méthode coût-bénéfice, cet état de fait (aversion au risque différenciée pour S1 et S3).

Utilisation des EPS

Dans le cadre du Groupe Permanent « Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté », Électricité de France a fourni des applications de la méthode, avec pour objectif principal de permettre de vérifier la faisabilité de l'exercice sur un ensemble de modifications à enjeux de sûreté divers.

Après analyse des exemples d'application présentés par Électricité de France et en tenant compte des aspects généraux relatifs à l'utilisation des EPS (RFS EPS, retour d'expérience des applications antérieures des EPS, etc.), l'IRSN considère que l'utilisation des EPS de niveau 1 dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice ne présente pas de difficulté majeure.

Néanmoins, l'IRSN souligne tout d'abord que, lorsque la méthode coût-bénéfice est appliquée pour hiérarchiser un lot de modifications, les bénéfices sûreté associés aux différentes modifications devraient être quantifiés de manière homogène (hypothèses fonctionnelles, conservatismes, niveau de détail, domaine de couverture).

L'IRSN note par ailleurs que la méthode coût-bénéfice ne précise pas comment sont abordées les incertitudes dans la quantification des bénéfices sûreté. A cet égard, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prenne en compte les incertitudes des EPS dans l'évaluation des bénéfices sûreté, lors de l'utilisation de la méthode coût-bénéfice.

De plus, l'IRSN estime nécessaire que les valeurs annoncées pour le bénéfice sûreté soient toujours accompagnées par une description des limites et du domaine de couverture des études probabilistes utilisées.

D'une manière générale, l'IRSN considère que, bien que la méthode coût-bénéfice soit un outil de décision parmi d'autres pour l'établissement de choix stratégiques, tout écart important entre l'estimation du bénéfice sûreté et les exigences déterministes nécessitera de justifier la pertinence du modèle probabiliste utilisé (domaine de couverture, niveau de détail de la modélisation...).

Électricité de France a clairement précisé, lors de l'instruction technique, que les aspects déterministes et réglementaires prévalaient sur l'utilisation de l'approche coût-bénéfice.

Pour l'IRSN, l'amélioration de la pertinence des évaluations des bénéfices sûreté constitue un des axes d'amélioration de la méthode coût-bénéfice. D'une manière générale, plus l'impact sur la sûreté est important ou plus les incertitudes sont grandes, plus l'analyse se doit d'être rigoureuse.

Sur ce point, l'IRSN considère que certaines évolutions des EPS de niveau 1 seraient utiles pour accroître le champ d'application et la pertinence de la méthode ; les réflexions devraient porter sur :

- l'extension du domaine de couverture, en particulier par la prise en compte des agressions, qu'elles soient d'origine interne ou externe ;
- l'amélioration des méthodes utilisées pour la quantification des événements de type « fuite ou rupture » ;
- des améliorations de la modélisation probabiliste (ventilations, alarmes et indications...).

De même, l'IRSN considère que l'absence de prise en compte de l'état réel des tranches concernées par l'application (données spécifiques, vieillissement, spécificités des sites ...) a un impact non négligeable, et difficilement quantifiable, sur certaines applications coût-bénéfice réalisées en utilisant une EPS de référence « générique » et de « conception ». La prise en compte de l'état réel de réalisation et d'exploitation des tranches dans les EPS constitue pour l'IRSN un autre axe d'amélioration de la méthode coût-bénéfice.

Pour ce qui concerne spécifiquement les EPS de niveau 2, l'IRSN considère que leur utilisation dans la méthode coût-bénéfice ne présente pas de difficultés majeures, à l'exception de celles induites par les limitations des modèles EPS de niveau 2 actuels. L'IRSN considère à cet égard que les EPS de niveau 2 d'Électricité de France doivent être utilisées dans la méthode coût-bénéfice avec beaucoup de prudence et en procédant à une analyse systématique de leurs limitations.

Les conservatismes introduits dans l'EPS de niveau 2 peuvent poser des difficultés dans le cadre de l'application de la méthode coût-bénéfice, car ils peuvent conduire à masquer l'importance de certains risques, voire à faire disparaître tout bénéfice sûreté pour certaines modifications qui ne traiteraient pas les risques pour lesquels des conservatismes ont été introduits dans l'EPS de niveau 2.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France s'assure systématiquement, lors des utilisations des EPS de niveau 2 dans la méthode coût-bénéfice, que les éventuels conservatismes de l'EPS de niveau 2 ne sont pas de nature à fortement sous-estimer ou majorer le bénéfice sûreté associé à une modification. Cette analyse devrait par ailleurs être complétée par une estimation de l'incertitude sur l'IES prenant en compte à la fois les incertitudes sur les fréquences et sur les niveaux de rejets.

L'IRSN souligne que l'absence de prise en compte de certains initiateurs (en particulier les agressions externes) dans les EPS de niveaux 1 et 2 peut conduire à sous-estimer la valorisation de certaines modifications, notamment celles visant à limiter les conséquences des accidents graves, puisqu'une partie seulement du risque est prise en compte.

Pour l'IRSN, l'incomplétude des modèles EPS actuels peut conduire à douter, dans certains cas, de la pertinence de la hiérarchisation des modifications obtenue par la méthode coût-bénéfice. Cette limite devra donc être pesée dans l'application de la méthode, notamment si la méthode apporte une argumentation pour ne pas retenir une modification. Les modifications liées à la limitation des conséquences d'un accident grave paraissent particulièrement concernées par cette limite.

Par ailleurs, la définition de l'IES permet d'envisager un couplage plus direct entre la méthode coût-bénéfice et les EPS de niveau 2, sans nécessairement avoir recours à des termes sources de référence tels que S1 et S3, qui ne représentent pas l'ensemble des situations ressortant des EPS de niveau 2.

L'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France prévoie, dans une évolution ultérieure de la méthode coût-bénéfice, que le choix des échelles ne soit pas défini à partir des seuls termes sources conventionnels S1 et S3, mais à partir de catégories de rejets issues de l'EPS 2 qui regrouperaient des séquences accidentelles dont les conséquences seront jugées comparables.

Enfin, l'IRSN estime nécessaire qu'Électricité de France considère pour l'évaluation des bénéfices sûreté liés à une modification, les résultats obtenus par son EPS de niveau 2 pour le premier mode de rupture du confinement susceptible de survenir lors de la progression de l'accident, mais également pour les modes de rupture ultérieurs éventuels et ce, pour ne pas sous-estimer le bénéfice sûreté de modifications liées aux phases les plus tardives d'un accident.

Utilisation de la démarche coût-bénéfice dans le cadre du réexamen de sûreté

L'objectif d'Électricité de France est d'intégrer dans les processus décisionnels son souci d'utiliser ses ressources au meilleur bénéfice possible pour la sûreté.

Pour Électricité de France, le domaine d'application privilégié de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté qu'il a développée est la hiérarchisation et la sélection, au sein d'un lot, de modifications d'amélioration de la sûreté avec comme, première utilisation, le réexamen VD3 du palier 1300 MWe. D'autres applications sont possibles. En effet, cette démarche peut être appliquée à toute analyse d'un lot d'évolutions matérielles ou de conduite des installations ayant un impact direct sur la sûreté et un coût, pour peu que les outils nécessaires à l'évaluation du bénéfice pour la sûreté de la modification, notamment les études probabilistes, soient disponibles et à même de fournir un résultat suffisamment fiable.

Néanmoins, Électricité de France est prudent quant à une éventuelle extension du domaine d'application et des pratiques au stade actuel de la démarche, et soucieux d'optimiser l'emploi de ses ressources d'études sur le sujet.

Électricité de France exclut d'utiliser la démarche coût-bénéfice pour la sûreté pour les actions engagées au titre de ses propres engagements, du respect de la réglementation et des décisions de l'ASN.

A cet égard, l'IRSN est opposé par principe à toute évolution qui remettrait en cause la démonstration de sûreté, qu'elle soit ou non associée à une démarche de compensation qui consisterait à investir les gains financiers obtenus dans des modifications offrant un bénéfice pour la sûreté supérieur à ce qui est perdu.

En termes de pratiques, les deux utilisations de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté principalement retenues sont :

- la sélection de modifications, soit par hiérarchisation (en relatif), soit par application de seuils décisionnels (en absolu) ;
- la comparaison de stratégies ou de solutions de traitement.

Toutefois, d'autres applications seraient envisageables :

- l'évaluation du gain qu'apporterait une amélioration de sûreté ;
- l'évaluation du risque pour la sûreté d'un écart de conformité aux exigences de sûreté.

Pour maximiser l'apport de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté, il faut l'insérer au plus tôt dans le processus décisionnel sous réserve, selon Électricité de France, que les enjeux tant de sûreté qu'économiques justifient un tel engagement.

L'IRSN insiste toutefois sur la prépondérance qu'il convient d'accorder au « bénéfice pour la sûreté » et exclut l'utilisation de toute limite budgétaire, établie a priori à partir de la valorisation financière de l'objectif sûreté à atteindre.

L'IRSN considère qu'une distinction claire doit être faite entre les modifications d'amélioration de la sûreté et celles ayant pour objet de corriger des écarts de conformité aux exigences de sûreté. En effet, si la question de mettre en œuvre ou non une amélioration de sûreté peut être posée, l'IRSN estime qu'il ne peut en être de même pour celles qui visent à corriger un écart de conformité. Aussi, la démarche coût-bénéfice pour la sûreté ne peut être utilisée, dans ce cas, que de deux manières :

- pour définir l'urgence du traitement correctif et la nature d'éventuelles mesures compensatoires en attente de ce traitement à partir de l'évaluation du risque pour la sûreté ;
- pour aider au choix de la solution de traitement en comparant les évaluations coût-bénéfice pour la sûreté des différentes options envisageables.

Électricité de France envisage enfin l'utilisation de seuils décisionnels pour le rapport « bénéfice pour la sûreté / coût ». L'IRSN n'est pas opposé sur le principe ; néanmoins, au stade actuel de développement de la démarche, il n'envisage l'utilisation que d'un seul seuil au-dessus duquel la modification serait à retenir. En dessous de ce seuil, une analyse plus fine, avec d'autres critères (notamment le bénéfice pour la sûreté), est alors nécessaire pour prendre une décision.

Pour le cas spécifique des réexamens de sûreté, Électricité de France a proposé une utilisation prudente de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté dans le processus décisionnel. L'instruction a permis de clarifier les apports possibles de cette démarche en fonction de ses possibilités d'utilisation avec toutefois, pour Électricité de France, une application conditionnée par les enjeux associés à la modification et par les limites de l'outil.

A cet égard, l'IRSN considère que, pour pouvoir disposer d'une hiérarchisation exploitable, il est nécessaire d'avoir un échantillon suffisamment large de modifications évaluées, couvrant également une plage suffisante de valeurs d'IES, quitte à y intégrer des modifications pour lesquelles la décision est déjà acquise, comme, par exemple, des modifications de conformité.

Lorsque Électricité de France examine, pour traiter un problème, plusieurs solutions, et que les bénéfiques pour la sûreté associés sont sensiblement différents, l'IRSN estime alors nécessaire qu'Électricité de France présente la justification de son choix incluant les stratégies et solutions examinées avec les critères de sélection pris en compte.

L'IRSN considère que l'intégration de la démarche coût-bénéfice pour la sûreté dans le processus décisionnel n'est pas à ce jour suffisamment claire pour ce qui concerne l'instruction des études du réexamen de sûreté et notamment les étapes de diffusion des analyses décisionnelles et des listes de hiérarchisation, sachant qu'il faut tenir compte de l'existence de plusieurs réunions du GP associées au réexamen de sûreté et de leur cadencement.

Conclusion générale

L'IRSN estime acceptable, dans le principe, l'utilisation d'une démarche de type coût-bénéfice appliquée à la hiérarchisation d'un lot de modifications dans le cadre de réexamens de sûreté, un exercice d'applicabilité ayant été réalisé en considérant les lots VD2, VD3 900 et VD2 1300.

L'analyse de l'IRSN a néanmoins mis en évidence la nécessité d'un certain nombre d'évolutions de la méthode, et en particulier la nécessité de disposer d'une nouvelle évaluation des conséquences économiques des accidents.

L'IRSN estime nécessaire que, dans l'optique d'une utilisation de la méthode lors des troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, Électricité de France transmette, sous un an, une démarche actualisée.

L'IRSN souligne que l'accroissement du domaine d'applicabilité de la méthode suppose des réflexions sur l'extension du domaine de couverture des EPS et, qu'en l'attente, les limites des modèles EPS actuels doivent être systématiquement signalées et prises en compte dans les applications de la méthode.

L'IRSN attire de plus l'attention sur le fait que des limitations doivent être fixées à l'utilisation d'une démarche de type coût-bénéfice. A cet égard, l'IRSN est opposé par principe à des initiatives qui se traduiraient par une remise en cause de la démonstration de sûreté, proposées sur la base de seuls arguments économiques.

Par ailleurs, l'IRSN considère que le processus décisionnel proposé par Électricité de France n'est pas à ce jour suffisamment clair pour ce qui concerne l'instruction des études du réexamen de sûreté et qu'en préalable au réexamen de sûreté VD3 du palier 1300 MWe, Électricité de France devra préciser les échéances décisionnelles, ainsi que celles d'envoi des données nécessaires aux instructions associées.

Enfin, l'IRSN souligne le fait que la démarche « Coût-Bénéfice Sûreté » est un outil d'aide à la hiérarchisation et à la décision qui ne peut intervenir qu'en complément des analyses plus traditionnelles.

La première utilisation lors des VD3 1300 se devra donc d'être prudente.

Examen de la méthode d'analyse coût-bénéfice pour la sûreté

RAPPORT DSR N° 157

ANNEXES

Réunion du Groupe Permanent chargé des Réacteurs nucléaires du 5 juillet 2007

DIRECTION DE LA SÛRETÉ DES RÉACTEURS

SOMMAIRE GÉNÉRAL DU RAPPORT DSR N °

ANNEXE DU CHAPITRE 1	5
ANNEXES DU CHAPITRE 3	8
ANNEXE 3-1 - EXERCICE DE COMPARAISON ÉLECTRICITÉ DE FRANCE /NRC/COG PORTANT SUR LA MODIFICATION DE PRISE EN COMPTE D'UN SPECTRE DE SOL DE 0,145 G PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE À BUGEY	8
ANNEXE 3-2 - EXERCICE DE COMPARAISON ÉLECTRICITÉ DE FRANCE/NRC SUR L'ENSEMBLE DU LOT VD3 900 D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE.....	11
ANNEXE 3-3 - DESCRIPTION DES 14 SCÉNARIOS DE CALCUL DE REJETS DU RAPPORT WASH-1400.....	16
ANNEXE DU CHAPITRE 4	20
I. INTRODUCTION	20
II. L'ACCIDENT DE RÉFÉRENCE S3	22
II.1. Description du scénario	22
II.2. Coûts sur site	22
II.3. Coûts radiologiques hors site	25
II.4. Coût d'image	29
II.5. Effets sur le parc	32
II.6. Effets indirects sur l'économie	34
II.7. Le coût de l'accident de référence S3.....	35
III. L'ACCIDENT MAJORANT	37
III.1. Description du scénario	37
III.2. Coûts sur site	37
III.3. Coûts radiologiques hors site	39
III.4. Coûts relatifs aux territoires contaminés.....	43
III.5. Coût d'image	48
III.6. Effets sur le parc.....	51
III.7. Effets indirects.....	52
III.8. Le coût total de l'accident majorant	53
IV. VARIABILITÉ	55
IV.1. L'accident de référence S3	55
IV.2. L'accident majorant S1	58
V. IMPLICATIONS POUR LA SÛRETÉ.....	64
V.1. L'accident grave coûte très cher au pays	64
V.2. La victime de l'accident, c'est l'économie française	64
V.3. Priorité à la prévention de l'accident majorant	65
VI. CONCLUSIONS	81
VI.1. Principaux résultats	81
VI.2. Limites de l'étude, approfondissements souhaitables	82
ANNEXE : LE CODE COSYMA ET SON UTILISATION DANS L'ÉTUDE.....	84

ANNEXE DU CHAPITRE 5	86
I. HIÉRARCHISATION DES MODIFICATIONS VD3 900	86
1.1. Réévaluation sismique de Bugey	86
1.2. Parc GNU : renforcement de la toiture	89
1.3. Situation H1.2 : adaptation de l'exutoire de pression enceinte et de la conduite associée pour éviter le risque de colmatage par condensation dans les filtres à sable	90
1.4. Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et changement du point de consigne REF rapide.....	92
1.5. Abaissement du point de tarage des soupapes SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	94
1.6. Mise en place d'une installation de protection à eau de type sprinkler (CPY) dans les locaux W401 + W 402 + W431.....	97
1.7. Protection vis-à-vis de projectiles émis par grands vents	99
1.8. Traversées sensibles : amélioration de l'étanchéité de certaines traversées	100
1.9. Renforcement de la liaison TAM/Virole CPY dans les conditions de dimensionnement et prise en compte de pressions plus élevées pour la tenue mécanique des bouchons : remplacement des vis par des boulons traversants	101
1.10. Instrumentation APE : Informations SPA	103
1.11. Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	106
1.12. RE-calibrage du diaphragme U5 (BGY)	108
1.13. Fiabilisation de l'ouverture des soupapes du pressuriseur.....	110
1.14. Détection de la percée de la cuve	110
1.15. Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP.....	112
1.16. CP0 : Arrêt automatique des GMPP sur signal température haute palier	112
1.17. MDTE de site : Modification de la logique de protection des diesels	114
1.18. Diminution de l'impact radiologique des échangeurs REN	116
1.19. Extension de la purification gros débit	117
1.20. Mise en place de calorifuges démontables sur certains circuits	118
1.21. Modification chaîne PMC CPY	118
II. HIÉRARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 900	120
II.1. PNXX 1097 : Suivi de la capacité thermique SEC/RRI.....	120
II.2. PNXX 1121 : Fiabilisation du LLS	120
II.3. PNXX 1126 : Isolement automatique de la décharge du RCV.....	121
II.4. PNXX 1135 : Modification de la logique de protection des GMPP sur très haut débit de fuite au joint n°1	123
II.5. PNXX 1222 : Diversification des disjoncteurs d'AAR	124
II.6. PNXX 1269 : Amélioration du DVS	126
II.7. PNXX 1314 : Redondance fonctionnelle de l'ASG	127
II.8. PTZZ 0841 : Remplacement des orifices RCV par une vanne réglante	128
II.9. PNXX 1120 : Présence d'air dans les tuyauteries RIS-EAS	128
II.10. Modifications concernant le phénomène Farley Tihange.....	129

II.11. PTZZ 0876 : Modification piquages RIS-EAS-RRA.....	132
II.12. PTZZ 0921 : Eclissage permanent de la source autonome de site (GUS)	133
III. HIÉRARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 1300	134
III.1. PNXX 2/3 583 : Exutoire de pression enceinte en situation H1.2	134
III.2. PNXX 2/3 245 : Optimisation de la purification du primaire	135
III.3. PNXX 2/3 533 : Amélioration des performances de la chaine PMC	136
III.4. PNXX 2/3 534 : Mise sous vide du circuit primaire au démarrage	137
III.5. PNXX 2/3 104 : Remplacement des événements cuve et pressuriseur (KEROTEST)	138
III.6. PNXX 2/3 301 : Installation de recombineurs auto catalytiques d'hydrogène dans le BR	140
III.7. PNXX 2/3 535 : Amélioration du contrôle commande de la décharge du RCV	141
III.8. PNXX 2/3 633 : Remplacement des vannes de régulation eau HT des diesels.....	142
III.9. PNXX 2/3 511 : Mise en service des pompes RIS et EAS par TPL	143
III.10. PNXX 2/3 532 Disponibilité des TAC : remplacement de l'automate et relaxation du temps de démarrage des TAC Hispano-Suiza.....	144
III.11. PNXX 2/3 530 : Modification de la logique ASG (RTGV).....	145
III.12. PNXX 2/3 315 : Evolution du logiciel ébulliomètre.....	146
III.13. PNXX 2/3 512 : Classement sismique des chaînes KRT-REN-APG	146
III.14. PNXX 2/3 581 : Non défiabilisation de la fonction RRA.....	147
III.15. PNXX 2/3 457 : Mise en service du LLS - Réalimentation de la pompe de test.....	148
III.16. PNXX 2/3 292 Appoint automatique pour passage en recirculation des puisards.....	149
III.17. PTZZ 2/3 921 Eclissage permanent des GUS (source autonome de site -TAC).....	150
IV. MODIFICATIONS « NON RETENUES » POUR DES RAISONS C/BS DANS LE CADRE DES VD3 900 MWE	151
IV.1. Présentation de l'évaluation proposée par Électricité de France	151
IV.2. Analyse de l'IRSN	153

ANNEXE DU CHAPITRE 1

Lettre de saisine de l'ASN (DEP-SD2-N° 493-2006 du 11 septembre 2006)



SUR 13/09/06 12698

**DIRECTION GÉNÉRALE
DE LA SÛRETÉ NUCLÉAIRE
ET DE LA RADIOPROTECTION**

Le directeur général adjoint

DEP-SD2-N° 493 - 2006
Affaire suivie par : Jean-Renaud Perez
Tél : 01.43.19.71.03.
Fax : 01.43.19.70.66.
Mel : jean-renaud.perez@asn.minefi.gouv.fr

Le directeur général
de la sûreté nucléaire
et de la radioprotection

à

Monsieur le Président du groupe
permanent d'experts pour les réacteurs
nucléaires

Fontenay-aux-Roses, le 11 septembre 2006

Objet : Méthodes coût - bénéfice pour la sûreté

Réf. : 1/ Lettre DGSNR/SD2/N° 304/2003 du 9 avril 2003

Monsieur le Président,

Dans ma lettre en référence /1/, par laquelle je sollicitais votre avis sur les contours et orientations du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe pour leurs troisièmes visites décennales, j'ai exprimé le souhait de voir pris en compte, dans les réexamens de sûreté, des démarches de type « coût - bénéfice pour la sûreté » en tant qu'aide à la hiérarchisation et à la décision pour la mise en oeuvre d'améliorations de sûreté.

Electricité de France a transmis une proposition de méthode d'analyse « coût-bénéfice pour la sûreté » et une première application à titre d'illustration sur la liste des modifications mises en oeuvre à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe. Cette méthode, qui s'appuie notamment sur les résultats des études probabilistes de sûreté de niveau 1 et 2, vous a été présentée sommairement en 2005 à l'occasion des réunions du Groupe Permanent d'experts pour les Réacteurs nucléaires (GPR) tenues dans le cadre du réexamen VD3 900 MWe mais n'a pas pu faire l'objet d'un examen détaillé.

Je souhaite consulter le GPR sur cette méthode en vue d'une application pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe. Je souhaite recueillir votre avis sur les principes et les

6, place du Colonel Bourgoin - 75572 PARIS Cedex 12
Route du Panorama Robert Schuman - BP 83 - 92266 Fontenay aux Roses cedex

www.asn.gouv.fr

MINISTÈRE DES SOLIDARITÉS, DE LA SANTÉ ET DE LA FAMILLE
MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE
MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

conditions d'utilisation de la méthode d'analyse « coût - bénéfice pour la sûreté » et le cas échéant les modifications à y apporter.

Je souhaite à cet effet que les thèmes suivants soient examinés par le GPR :

1/ L'utilisation des études probabilistes de sûreté (EPS)

Les études probabilistes de sûreté de niveau 1 et 2 sont utilisées en support à l'évaluation des bénéfices pour la sûreté des modifications.

Je souhaite recueillir votre avis sur leur domaine de couverture et de pertinence ainsi que les précautions d'utilisation éventuelles de ces études, lors de la mise en œuvre de la méthode « coût - bénéfice pour la sûreté ».

2/ Le champ d'application et les limites d'utilisation de la méthode « coût – bénéfice pour la sûreté »

2.1/ L'évaluation des coûts des modifications

Une liste de paramètres est proposée pour l'évaluation des coûts de mise en œuvre des modifications et des coûts associés (et en particulier l'intégration des coûts dosimétriques).

Je souhaite recueillir l'avis du GPR sur cette liste de paramètres.

2.2/ L'évaluation des bénéfices pour la sûreté des modifications

Le bénéfice pour la sûreté des modifications est évalué à partir de quatre critères :

- l'influence sur le risque de fusion du cœur (EPS de niveau 1);
- l'influence sur le risque de rejets radioactifs de type "S3" (rejets tardifs filtrés comparables avec les Plans Particuliers d'Intervention);
- l'influence sur le risque de rejets radioactifs de type "S1" (rejets importants précoces);
- les expositions ou risques d'exposition des exploitants ou de la population hors accident grave.

Quatre échelles sont ainsi définies pour évaluer les bénéfices pour la sûreté des modifications et des facteurs de correspondance ont été établis entre ces échelles afin de placer l'ensemble des modifications sur un même diagramme coût - bénéfice.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur le positionnement respectif de ces quatre échelles et sur la valorisation des modifications qui cumulent des bénéfices pour la sûreté sur différentes échelles de sûreté.

3/ Les applications de la méthode « coût – bénéfice pour la sûreté »

La méthode « coût – bénéfice pour la sûreté » a fait l'objet d'un exercice d'application à des modifications mises en œuvre à l'issue des réexamens de sûreté des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe à l'occasion de leurs deuxièmes visites décennales ainsi qu'aux modifications proposées dans le cadre du réexamen VD3 des réacteurs de 900 MWe.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur les enseignements qui peuvent être tirés, pour ce qui concerne la validité de la méthode « coût – bénéfice pour la sûreté », de son utilisation rétrospective pour les lots de modifications VD2 et VD3 sur les réacteurs de 900 MWe et pour les lots 2001 et VD2 sur les réacteurs de 1300 MWe.

4/ Conclusion sur l'utilisation en France de la méthode « coût - bénéfice pour la sûreté »

EDF a retenu de développer la démarche « coût - bénéfice pour la sûreté » et de l'utiliser en tant qu'outil d'aide à la hiérarchisation et à la décision.

Je souhaite connaître l'avis du GPR sur l'utilisation de cette méthode dans une démarche décisionnelle globale dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs de puissance, intégrant d'autres critères, déterministes notamment.

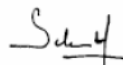
5/ Comparaison avec l'état de l'art international

D'autres méthodes de même type, utilisées à l'étranger, vous seront présentées.

Je souhaite recueillir votre avis sur la robustesse de la méthode proposée par EDF par rapport aux autres méthodes en tenant compte des utilisations qui en sont faites.

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

**Pour le directeur général
de la sûreté nucléaire et de la radioprotection,
le directeur général adjoint**



Alain SCHMITT

ANNEXES DU CHAPITRE 3

ANNEXE 3-1 - EXERCICE DE COMPARAISON ÉLECTRICITÉ DE FRANCE /NRC/COG PORTANT SUR LA MODIFICATION DE PRISE EN COMPTE D'UN SPECTRE DE SOL DE 0,145 G PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE À BUGEY

Description

Dans le cadre de la VD3 900 MWe et suite à la demande formulée par l'ASN en juin 2003, l'aléa sismique doit être reconsidéré avec la publication de la RFS 2001.01. Le recueil des spectres de sol a été mis à jour, en particulier pour le site de BUGEY (accélération à période nulle passant de 0,1 g à 0,145 g) et, à ce titre, l'ensemble des ouvrages, bâtiments et installations ayant un requis sismique doit faire l'objet d'une vérification de tenue au SMS réévalué.

Bénéfice sûreté estimé par électricité de France

Le gain de la remise à niveau sismique du Bugey est estimé par Électricité de France à $5,4 \cdot 10^{-6}$ par année.réacteur, en terme de réduction du risque de fusion de cœur (passage de la probabilité de fusion de $6 \cdot 10^{-6}$ /a.r. à $6 \cdot 10^{-7}$ /a.r.).

Coût estimé par électricité de France

Le coût de la modification est estimé par les services d'Électricité de France à 23,5 M€ par tranche, soit 94 M€ pour les 4 tranches du Bugey.

L'IES (=bénéfice/coût) de cette modification est ainsi estimé à $1,1 \cdot 10^{-2}$.

Critères NRC

En application du tableau ci-dessous, et compte tenu du fait que la réduction du risque de fusion de cœur est estimée à $5,4 \cdot 10^{-6}$ /a.r., on obtient un rang de priorité LOW ou MEDIUM selon la valeur du ratio R.

R (\$ / Homme.Rem)	> 2000	DROP	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH
	< 2000	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH
Réduction de la Proba. de Fusion (/ année*réacteur)		10^{-7}		10^{-6}		10^{-5}
					10^{-4}	

Nota : il est à noter qu'en application de ce tableau une modification envisagée doit présenter un gain très fort en sûreté (réduction de probabilité de fusion de cœur $> 10^{-6}$ - 10^{-5}) pour qu'elle soit classée au-dessus de « LOW » (soit « MEDIUM ou HIGH »).

Mais le ratio R, au sens de la NRC, n'est pas exactement calculable (voir la formule de R plus haut), car il n'y a pas de rejet quantifié, donc pas de bénéfice dosimétrique calculable.

Toutefois, si on extrapolait abusivement la valeur de R en considérant directement le coût (23,5 M€) et le bénéfice (réduction du risque de fusion de cœur de $5,4 \cdot 10^{-6}$ /a.r.) converti en dose tels qu'estimés par Électricité de France (probabilité de fusion de 1 par année réacteur = $3 \cdot 10^6$ H.mSv), on obtiendrait :

$$R = \frac{\text{Coût}}{\text{Bénéfice}} = \frac{23,5 \text{ M€}}{5,4 \times 3 \text{ H.mSv}} = 1,45 \text{ M€ / H.mSv} \gg \gg 2000\$ / \text{H.rem}$$

Le rang de priorité pour instruction de cette modification par l'autorité de sûreté serait alors plutôt LOW que MEDIUM.

Critères COG

La réduction du risque de fusion de cœur vaut $5,4 \cdot 10^{-6}$ /a.r.

Dans la démarche du COG, en application des tableaux reproduits ci-dessous, la conclusion est que la modification est de priorité moyenne (« *Likely to require screening BCA* »).

Niveau d'importance	Champ d'action
LOW	No design or operational changes required. Some additional analytical work may be required. <i>The BCA process itself is completed once the assessment is documented. No further BCA action is required.</i>
MEDIUM	Consider management options. Consider operational changes if applicable. <i>Likely to require screening BCA.</i>
HIGH	<i>Perform screening BCA.</i> Assess if short-term or immediate actions are required.

Réduction de probabilité de fusion de cœur (Δ / a.r.)	Rang de priorité
$< 10^{-6}$ /reactor-year	LOW
$10^{-5} - 10^{-6}$ /reactor-year	MEDIUM
$> 10^{-5}$ /reactor-year	HIGH

Là encore, si on calcule ensuite le rapport bénéfice/coût purement monétaire (avec un coup d'accident de fusion égal à $4,6 \cdot 10^{10}$ euros selon Électricité de France, en actualisant sur 10 ans) :

$$\frac{\text{Bénéfice}}{\text{Coût}} = \frac{5,4 \cdot 10^{-6} \times 6,3 \cdot 10^9 \text{ €}}{23,5 \text{ M€}} \sim 0,001 \ll 0,1$$

La conclusion est alors que cette option est « strongly not indicated » en accord avec cet autre tableau :

B/C Ratio	Decision
$B/C > 10$	Option strongly indicated
$1 < B/C < 10$	Option indicated, but take account of uncertainties and conservatism
$0.1 < B/C < 1$	Cost disproportionate to value of risk reduction, but option may still be indicated if accident frequency significantly lower than intolerable levels
$B/C < 0.1$	Option strongly not indicated

Commentaires

L'exemple détaillé ici illustre la différence entre les approches nord-américaines et celle d'Électricité de France, la caractéristique de la modification particulière prise en exemple étant de fournir un bénéfice important, mais pour un coût également important (le plus important, et de loin, du lot VD3 900).

Pour la NRC, le critère de réduction de la probabilité de fusion de cœur par tranche est le critère d'orientation prioritaire de ses propres ressources ; le rapport [bénéfice/coût] est une variable d'ajustement du deuxième ordre de la grille décisionnelle, laquelle est basée quasi-exclusivement sur la réduction de la fréquence de fusion du cœur.

Pour Électricité de France, le bénéfice sûreté de cette modification est directement associé à un coût également très important, ce qui fait que le rapport [Bénéfice/Coût] reste assez petit et arrive seulement en 15ème position sur 25 modifications du lot.

Cette dichotomie se retrouve dans l'application même des critères du COG. Le critère « fusion de cœur » incite à procéder à un examen plus détaillé, mais le ratio coût/bénéfice suggère que la modification ne doit pas être retenue.

A noter que la modification est réalisée à Bugey sur des critères autres que de type coût-bénéfice.

ANNEXE 3-2 - EXERCICE DE COMPARAISON ÉLECTRICITÉ DE FRANCE/NRC SUR L'ENSEMBLE DU LOT VD3 900 D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Cette annexe présente un exercice d'application de la méthode NRC à l'ensemble des modifications du lot VD3 900 pour lesquelles Électricité de France a présenté des évaluations de type coût-bénéfice.

Les données utilisées (coûts, bénéfices sûreté) sont celles indiquées par Électricité de France pour chaque modification du lot VD3 900 ; elles sont transposées dans la méthode NRC pour voir de quelle manière la méthode NRC jugerait chaque modification de ce lot.

Aucun exercice inverse (données relatives à une modification instruite par la NRC transposées dans la méthode Électricité de France) n'a pu être effectué, faute de données.

Calculs

Pour chaque modification, l'IRSN dispose dans les documents d'Électricité de France :

- d'un coût C (réparti sur un nombre de tranches défini = N) ;
- d'un bénéfice exprimé :
 - 1) soit en unité de dose ;
 - 2) soit en gain de probabilité S1 ;
 - 3) soit en gain de probabilité S3 ;
 - 4) soit en gain de probabilité de fusion de cœur (sans rejets).

Pour l'exercice, l'IRSN considère par ailleurs une durée de vie restante (T) de 20 ans en moyenne par réacteur.

Pour obtenir un rang de priorité, au sens de la NRC, en application du tableau reproduit ci-dessous, l'IRSN a d'abord besoin d'estimer le ratio $R=C/(NFTD)$ (exprimé en dollars par homme.rem), pour chaque modification envisagée. Il faut donc estimer les valeurs de F et D.

- F correspond à la réduction de la probabilité d'occurrence (d'une fusion de cœur, d'un accident S3 ou S1) ;
- D correspond à la dose (rejets) qui serait absorbée par le public en cas d'accident (donc uniquement S1 ou S3).

R (\$ / Homme.Rem)	> 2000	DROP	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH	
	< 2000	DROP	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH	
Réduction de la Proba. de Fusion (/ année*réacteur)		10^{-7}		10^{-6}		10^{-5}	10^{-4}

Pour estimer D, l'IRSN a retenu les ordres de grandeur des doses au public obtenues dans les calculs CRAC2, soit : 5.10^7 homme.rem pour un accident sévère de type S1, et 5.10^4 homme.rem pour un accident de type S3 (on se rappellera aussi que la NRC postule une dose forfaitaire portée aux travailleurs participant sur le site aux réparations, au nettoyage et à la remise en service du réacteur, égale à 2.10^4 h.rem, quel que soit le scénario).

Pour les modifications de types « fusion de cœur » (sans rejets) ou « dosimétrie des travailleurs », il n'est pas possible d'estimer une dose pour le public à partir des éléments fournis par Électricité de France. Par ailleurs, la réduction de la probabilité de fusion de cœur proprement dite n'est bien évidemment fournie par Électricité de France que pour les modifications de type « fusion de cœur ». Et pour les rejets de types S1 et S3, c'est la réduction de la probabilité de ces types d'accidents qui est fournie.

En résumé :

Type de la modification	F (réduction de la fréquence d'occurrence)	D (dose au public)
Fusion de cœur	Fournie par EDF (réduction de la probabilité fusion de cœur)	Inapplicable (pas de rejets)
S3	Fournie par EDF (réduction de la probabilité accident type S3)	5.10^4 h.rem (valeur NRC)
S1	Fournie par EDF (réduction de la probabilité accident type S1)	5.10^7 h.rem (valeur NRC)
Dosimétrie (en exploitation)	Inapplicable	Inapplicable (pas de rejets)

Le rapport R n'est donc véritablement calculable que pour les modifications visant à réduire l'occurrence d'un accident avec rejets (type S1 ou S3).

Pour les modifications de type « S1 », le rapport R obtenu est toujours <2000 \$/h.rem. Si, dans ce cas particulier, l'IRSN assimile par extrapolation la réduction de probabilité de fréquence S1 à la réduction de probabilité de fusion de cœur utilisée comme critère dans la méthode NRC, l'IRSN constate que le rang attribué à toutes ces modifications est « LOW ».

N°	Description de la modification	Ratio C/(NFTD)	En euros / (h.rem)	Réduction fréquence S1	Rang de Priorité NRC	Ratio B/C EDF
R2	Modification de la chaîne PMC CPY	1,4E+02	< 2000	3,6E-07	LOW	6,0E+00
R4	Remplacement des vis du TAM par des boulons traversants	7,4E+01	< 2000	1,8E-07	LOW	4,4E-01
R0	Fiabilisation de l'ouverture des soupapes pressuriseur	6,3E+01	< 2000	2,0E-07	LOW	4,1E-01

Pour les modifications de type « S3 », le rapport R obtenu est toujours >2000 \$/h.rem. Si, dans cet autre cas particulier, l'IRSN utilise la réduction de probabilité de fréquence S3 (au lieu de la réduction de probabilité de fusion de cœur), l'IRSN constate que le rang attribué à toutes ces modifications est plus bas que pour les modifications S1 (ce qui semble logique au regard des types de risques) et est égal à « DROP », sauf pour la modification S01 (recalibrage du diaphragme U5 de Bugey) qui est légèrement plus prioritaire, classée à « LOW ».

N°	Description de la modification	Ratio C/(NFTD)	En euros / (h.rem)	Gain de S3	Rang de priorité NRC	Ratio B/C EDF
S01	Recalibrage du diaphragme U5 (BGY)	2,5E+04	> 2000	3,0E-07	LOW	4,5E-01
S05	Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP	3,7E+03	> 2000	2,0E-09	DROP	3,6E-01
S10	Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	3,2E+06	> 2000	1,0E-09	DROP	4,2E-04
S04	Détection percée cuve		> 2000	?	DROP ?	3,1E-04

Pour les modifications de type « fusion de cœur », le rapport R ne peut pas être estimé (il n'y a pas de rejets). Toutefois, en positionnant directement la réduction de probabilité de fusion de cœur dans le tableau NRC reproduit sur la première page de cette annexe, l'IRSN obtient une estimation du rang de priorité. Celui-ci est égal à « DROP » (ou « DROP/LOW ») pour toutes les modifications, sauf pour deux d'entre elles, qui sont plutôt « LOW/MEDIUM ».

Il s'agit :

- de la modification FU01 (MDTE de site : modification de la logique de protection des diesels) ;
- de la modification FU05 (Bugey : modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol de 0,145 g).

N°	Description de la modification	Gain de PDF	Rang de priorité NRC	Ratio B/C EDF
FU02	MDTE de site : modification de la logique de protection des diesels	1,3E-06	LOW MEDIUM	5,6E-01
FU01	H1.2 : adaptation de l'exutoire de pression enceinte et de la conduite associée pour éviter le risque de colmatage par condensation dans les filtres à sable.	1,0E-07	DROP LOW	3,4E-01
FU03	CP0 : arrêt automatique des GMPP sur signal T haute palier	6,0E-07	DROP LOW	8,8E-02
FU06	Mise en place d'une installation de protection à eau de type sprinkler (CPY) dans les locaux W401+W402+W431	6,7E-08	DROP	5,6E-02
FU04	Abaissement du point de tarage des SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	1,0E-07	DROP	1,3E-02
FU05	Bugey : modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol de 0,145 g.	5,4E-06	LOW MEDIUM	1,1E-02
FU9	Doublement de l'information "activité enceinte" en SdC	?	?	4,7E-03
FU11	Protection vis-à-vis des projectiles émis par grands vents - Aérofrigorants des diesels	1,0E-08	DROP	1,6E-03
FU08	Parc GNU (Tricastin) : renforcement de la toiture	1,0E-09	DROP	1,4E-03
FU12	Protection vis-à-vis des projectiles émis par grands vents - Rejets SEC Blayais	1,3E-09	DROP	9,9E-04

Pour les 8 modifications de type « bénéfique dosimétrique en exploitation », le rapport R ne peut pas être estimé (il n'y a pas de rejets). Toutefois, l'IRSN a calculé directement un rapport « coût/bénéfice dosimétrique ». La valeur des rapports ainsi obtenus pour les 8 modifications de ce type est toujours très largement supérieure à 2000 \$/(homme.rem).

L'IRSN a ensuite transformé (de façon quelque peu abusive) le gain dosimétrique en réduction de probabilité de la fusion de cœur, en utilisant l'équivalence utilisée par Électricité de France (une fusion de cœur ~ 3000 H.Sv).

Avec ces valeurs, l'IRSN obtient un rang de priorité « DROP » pour la plupart des modifications, sauf 3 d'entre elles, qui semblent devoir obtenir un rang de priorité un peu plus élevé (« LOW »).

N°	Description de la modification	Bénéfice dosimétrique (homme.rem)	Ratio C/Bénéfice	En euros / (h.rem)	Equivalent de gain de PDF	Rang de priorité NRC	Ratio B/C EDF
DE2	Diminution de l'impact radiologique des échangeurs REN	2,1E+00	6,6E+04	>> 2000	7,0E-06	LOW	2,3E+00
DE1	Extension de la modification purification gros débit	5,9E+00	1,3E+05	>> 2000	2,0E-05	LOW MEDIUM	1,2E+00
DE3	Mise en place de calorifuges démontables sur certains circuits	6,6E-01	3,1E+05	>> 2000	2,2E-06	LOW	4,9E-01
DO2	Traversées sensibles : amélioration de l'étanchéité de certaines traversées - Palier CPY	3,6E-03	8,9E+06	>> 2000	1,2E-08	DROP	1,7E-02
DO5	Evolution logicielle de l'ébulliomètre	5,0E-03	1,6E+07	>> 2000	1,7E-08	DROP	9,2E-03
DO1	Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et changement du point de consigne REF rapide.	3,6E-02	2,4E+07	>> 2000	1,2E-07	DROP	6,2E-03
DO3	Traversées sensibles : amélioration de l'étanchéité de certaines traversées - Palier CP0	5,0E-03	4,8E+07	>> 2000	1,7E-08	DROP	3,2E-03
DO6	Mise à niveau de la chaîne KRT-REN-APG	5,0E-04	8,4E+08	>> 2000	1,7E-09	DROP	1,8E-04

Conclusion

Finalement, pour l'ensemble des modifications considérées (le tableau de la page suivante en présente la synthèse) :

- une relation croissante apparaît entre les deux critères (IES croissant pour Électricité de France, rang de priorité de plus en plus élevé pour la NRC) ;
- le seuil de 10^{-1} , applicable à la valeur de l'IES et adopté par Électricité de France comme borne haute d'une zone « non-décisionnelle », s'affiche en regard de la transition entre les problèmes de sûreté à rejeter (catégorie « DROP » de la NRC) et les modifications à considérer (catégories « LOW » et au-dessus) dans les rangs de priorité de la NRC.

Comme indiqué au paragraphe précédent, la modification « remise à niveau sismique de Bugey » se distingue. Elle se positionne seulement au milieu du lot VD3 900 selon le critère d'électricité de France (IES-10-2), mais correspond au rang de priorité NRC le plus élevé estimé par transposition pour ce lot de modifications (« LOW/MEDIUM »).

Dans l'approche NRC, il peut être noté que, pour obtenir une certaine importance (rang de priorité supérieur ou égal à « LOW »), la réduction de probabilité de fusion de cœur doit au moins être égale à 10^{-7} , voire 10^{-6} (selon la valeur du ratio R), ce qui est une valeur élevée.

N°		Description de la modification	Type	Ratio B/C EDF	Rang de priorité NRC
R2	1	Modification de la chaîne PMC CPY	S1	6,0E+00	LOW
DE2	2	Diminution de l'impact radiologique des échangeurs REN	Dos	2,3E+00	LOW
DE1	3	Extension de la modification purification gros débit	Dos	1,2E+00	LOW/MEDIUM
FU02	4	MDTE de site : modification de la logique de protection des diesels	Fus	5,6E-01	LOW/MEDIUM
DE3	5	Mise en place de calorifuges démontables sur certains circuits	Dos	4,9E-01	LOW
S01	6	Recalibrage du diaphragme U5 (BGY)	S3	4,5E-01	LOW
R4	7	Remplacement des vis du TAM par des boulons traversants	S1	4,4E-01	LOW
R0	8	Fiabilisation de l'ouverture des soupapes pressuriseur	S1	4,1E-01	LOW
S05	9	Relèvement du seuil de tarage des soupapes RIS BP	S3	3,6E-01	DROP
FU01	10	H1.2 : adaptation de l'exutoire de pression enceinte et de la conduite associée pour éviter le risque de colmatage par condensation dans les filtres à sable.	Fus	3,4E-01	DROP/LOW
FU03	11	CP0 : arrêt automatique des GMPP sur signal T haute palier	Fus	8,8E-02	DROP/LOW
FU06	12	Mise en place d'une installation de protection à eau de type sprinkler (CPY) dans les locaux W401+W402+W431	Fus	5,6E-02	DROP
DO2	13	Traversées sensibles : amélioration de l'étanchéité de certaines traversées - Palier CPY	Dos	1,7E-02	DROP
FU04	14	Abaissement du point de tarage des SEBIM à basse température pour les états RRA connecté	Fus	1,3E-02	DROP
FU05	15	Bugey : modifications consécutives à la prise en compte d'un spectre de sol de 0,145 g.	Fus	1,1E-02	LOW/MEDIUM
DO5	16	Évolution logicielle de l'ébulliomètre	Dos	9,2E-03	DROP
DO1	17	Modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et changement du point de consigne REF rapide.	Dos	6,2E-03	DROP
FU9	18	Doublement de l'information "activité enceinte" en SdC	Fus	4,7E-03	?
DO3	19	Traversées sensibles : amélioration de l'étanchéité de certaines traversées - Palier CP0	Dos	3,2E-03	DROP
FU11	20	Protection vis-à-vis des projectiles émis par grands vents - Aérofrigorants des diesels	Fus	1,6E-03	DROP
FU08	21	Parc GNU (Tricastin) : renforcement de la toiture	Fus	1,4E-03	DROP
FU12	22	Protection vis-à-vis des projectiles émis par grands vents - Rejets SEC Blayais	Fus	9,9E-04	DROP
S10	23	Instrumentation d'évaluation en temps réel du risque hydrogène	S3	4,2E-04	DROP
S04	24	Détection percée cuve	S3	3,1E-04	?
DO6	25	Mise à niveau de la chaîne KRT-REN-APG	Dos	1,8E-04	DROP

En grisé, est matérialisée (sur la base des valeurs d'IES) la zone non-décisionnelle proposée par Électricité de France

ANNEXE 3-3 - DESCRIPTION DES 14 SCÉNARIOS DE CALCUL DE REJETS DU RAPPORT WASH-1400

Extrait de : NRC, *A Prioritisation of Generic Safety Issues*
NUREG-0933 - APPENDIX A : RELEASES FROM CONTAINMENT

Description des accidents dont les rejets ont été estimés à l'aide du code CRAC2 par la NRC.

« To help the reader understand the postulated containment releases, this section presents brief descriptions of the various physical processes that define each release category. For more detailed information on the release categories and the techniques employed to compute the radioactive releases to the atmosphere, the reader is referred to Appendices V, VII, and VIII. The dominant event tree sequences in each release category are discussed in detail in Section 4.6 of Appendix V.

PWR1

This release category can be characterized by a core meltdown followed by a steam explosion on contact of molten fuel with the residual water in the reactor vessel. The containment spray and heat removal Systems are also assumed to have failed and, therefore, the containment could be at a pressure above ambient at the time of the steam explosion. It is assumed that the steam explosion would rupture the upper portion of the reactor vessel and breach the containment barrier, with the result that a substantial amount of radioactivity might be released from the containment in a puff over a period of about 10 minutes. Due to the sweeping action of gases generated during containment-vessel melt-through, the release of radioactive materials would continue at a relatively low rate thereafter. The total release would contain approximately 70% of the iodines and 40% of the alkali metals present in the core at the time of release. Because the containment would contain hot pressurized gases at the time of failure, a relatively high release rate of sensible energy from the containment could be associated with this category. This category also includes certain potential accident sequences that would involve the occurrence of core melting and a steam explosion after containment rupture due to overpressure. In these sequences, the rate of energy release would be lower, although still relatively high.

*The release fractions of all the chemical species are listed in Table VI 2-1. The release fractions of iodine and alkali metals are indicated here to illustrate the variations in release with release category.

PWR 2

This category is associated with the failure of core-cooling Systems and core melting concurrent with the failure of containment spray and heat-removal Systems. Failure of the containment barrier would occur through overpressure, causing a substantial fraction of the containment atmosphere to be released in a puff over a period of about 30 minutes. Due to the sweeping action of gases generated during containment vessel melt-through, the release of radioactive material would continue at a relatively low rate thereafter. The total release would contain approximately 70% of the iodines and 50% of the alkali metals present in the core at the time of release. As in PWR release category 1, the high temperature and pressure within containment at the time of containment failure would result in a relatively high release rate of sensible energy from the containment.

PWR 3

This category involves an overpressure failure of the containment due to failure of containment heat removal. Containment failure would occur before the commencement of core melting. Core melting then would cause radioactive materials to be released through a ruptured containment barrier. Approximately 20% of the iodines and 20% of the alkali metals present in the core at the time of release would be released to the atmosphere. Most of the release would occur over a period of about 1.5 hours. The release of radioactive material from containment would be caused by the sweeping action of gases generated by the reaction of the molten fuel with concrete. Since these gases would be initially heated by contact with the melt, the rate of sensible energy release to the atmosphere would be moderately high.

PWR 4

This category involves failure of the core-cooling system and the containment spray injection system after a loss-of-coolant accident, together with a concurrent failure of the containment System to properly isolate. This would result in the release of 9% of the iodines and 4% of the alkali metals present in the core at the time of release. Most of the release would occur continuously over a period of 2 to 3 hours, because the containment recirculation spray and heat-removal Systems would operate to remove heat from the containment atmosphere during core melting, a relatively low rate of release of sensible energy would be associated with this category.

PWR 5

This category involves failure of the core cooling Systems and is similar to PWR release category 4, except that the containment spray injection System would operate to further reduce the quantity of airborne radioactive material and to initially suppress containment temperature and pressure. The containment barrier would have a large leakage rate due to a concurrent failure of the containment System to properly isolate, and most of the radioactive material would be released continuously over a period of several hours. Approximately 3% of the iodines and 0.9% of the alkali metals present in the core would be released. Because of the operation of the containment heat-removal Systems, the energy release rate would be low.

PWR6

This category involves a core meltdown due to failure in the core cooling Systems. The containment sprays would not operate, but the containment barrier would retain its integrity until the molten core proceeded to melt-through the concrete containment basemat. The radioactive materials would be released into the ground, with some leakage to the atmosphere occurring upward through the ground. Direct leakage to the atmosphere would also occur at a low rate before containment-vessel melt-through. Most of the release would occur continuously over a period of about 10 hours. The release would include approximately 0.08% of the iodines and alkali metals present in the core at the time of release. Because leakage from containment to the atmosphere would be low and gases escaping through the ground would be cooled by contact with the soil, the energy release rate would be very low.

PWR7

This category is similar to PWR release category 6, except that containment sprays would operate to reduce the containment temperature and pressure as well as the amount of airborne radioactivity. The release would involve 0.002% of the iodines and 0.001% of the alkali metals present in the core at the time of release. Most of the release would occur over a period of 10 hours. As in PWR release category 6, the energy release rate would be very low.

PWR 8

This category approximates a PWR design basis accident (large pipe break), except that the containment would fail to isolate properly on demand. The other engineered safeguards are assumed to function properly. The core would not melt. The release would involve approximately 0.01% of the iodines and 0.05% of the alkali metals. Most of the release would occur in the 30-minute period during which containment pressure would be above ambient. Because containment sprays would operate and core melting would not occur, the energy release rate would also be low.

PWR 9

This category approximates a PWR design basis accident (large pipe break), in which only the activity initially contained within the gap between the fuel pellet and cladding would be released into the containment. The core would not melt. It is assumed that the minimum required engineered safeguards would function satisfactorily to remove heat from the core and containment. The release would occur over the 30-minute period during which the containment pressure would be above ambient. Approximately 0.00001% of the iodines and 0.00006% of the alkali metals would be released. As in PWR release category 8, the energy release rate would be very low.

BWR 1

This release category is representative of a core meltdown followed by a steam explosion in the reactor vessel. The latter would cause the release of a substantial quantity of radioactive material to the atmosphere. The total release would contain approximately 40% of the iodines and alkali metals present in the core at the time of containment failure. Most of the release would occur over a 30-minute period. Because of the energy generated in the steam explosion, this category would be characterized by a relatively high rate of energy release to the atmosphere. This category also includes certain sequences that involve overpressure failure of the containment before core melting and a steam explosion. In these sequences, the rate of energy release would be somewhat smaller than for those discussed above, although it would still be relatively high.

BWR 2

This release category is representative of a core meltdown resulting from a transient event in which decay-heat-removal Systems are assumed to fail. Containment overpressure failure would result, and core melting would follow. Most of the release would occur over a period of about 3 hours. The containment failure would be such that radioactivity would be released directly to the atmosphere without significant retention of fission products. This category involves a relatively high rate of energy release due to the sweeping action of the gases generated by the molten mass. Approximately 90% of the iodines and 50% of the alkali metals present in the core would be released to the atmosphere.

BWR 3

This release category represents a core meltdown caused by a transient event accompanied by a failure to scram or failure to remove decay heat. Containment failure would occur either before core melt or as a result of gases generated during the interaction of the molten fuel with concrete after reactor-vessel melt-through. Some fission-product retention would occur either in the suppression pool or the reactor building before release to the atmosphere. Most of the release would occur over a period of about 3 hours and would involve 10% of the iodines and 10% of the alkali metals. For those sequences in which the containment would fail due to overpressure after core melt, the rate of energy release to the atmosphere would be relatively high. For those sequences in which overpressure failure would occur before core melt, the energy release rate would be somewhat smaller, although still moderately high.

BWR 4

This release category is representative of a core meltdown with enough containment leakage to the reactor building to prevent containment failure by overpressure. The quantity of radioactivity released to the atmosphere would be significantly reduced by normal ventilation paths in the reactor building and potential mitigation by the secondary containment filter Systems. Condensation in the containment and the action of the standby gas treatment System on the releases would also lead to a low rate of energy release. The radioactive material would be released from the reactor building or the stack at an elevated level. Most of the release would occur over a 2-hour period and would involve approximately 0.08% of the iodines and 0.5% of the alkali metals.

BWR 5

This category approximates a BWR design basis accident (large pipe break) in which only the activity initially contained within the gap between the fuel pellet and cladding would be released into containment. The core would not melt, and containment leakage would be small. It is assumed that the minimum required engineered safeguards would function satisfactorily. The release would be filtered and pass through the elevated stack. It would occur over a period of about 5 hours while the -9 containment is pressurized above ambient and would involve approximately 6 x 10% of the iodines and 4 x 10% of the alkali metals. Since core melt would not occur and containment heat-removal Systems would operate, the release to the atmosphere would involve a negligibly small amount of thermal energy. »

ANNEXE DU CHAPITRE 4

ÉVALUATION ÉCONOMIQUE DES CONSÉQUENCES D'ACCIDENTS GRAVES ET ENSEIGNEMENTS

I. INTRODUCTION

La présente étude s'inscrit dans le cadre de l'examen d'un outil coût-bénéfice proposé par Électricité de France pour prioriser les modifications à l'occasion de l'examen de sûreté associé à la troisième décennale du palier 900 MWe. Dans cette proposition, l'exploitant évalue les modifications potentielles selon deux paramètres, d'une part le coût estimé de ces modifications, d'autre part les bénéfices de sûreté repérés par les réductions de probabilités d'accident réalisées grâce aux modifications considérées. Les bénéfices de la sûreté sont essentiellement les coûts des accidents évités. Dans son dossier, Électricité de France examine notamment les modifications ayant pour but de faire baisser la probabilité de deux familles d'accidents : l'accident de référence « S3 » et l'accident majorant « S1 ». Le rapport des coûts évités est un des paramètres clés utilisés par Électricité de France pour comparer ces deux familles de modification.

La présente étude constitue un élément d'évaluation de la proposition d'Électricité de France. Elle a pour objectif de décrire et de quantifier les bénéfices de la sûreté par les méthodes de l'économie dans le but de proposer des outils d'allocation des ressources consacrées à la sûreté.

Cette étude effectuée dans un premier temps (parties II, III et IV) une évaluation des coûts des accidents pour l'économie française plus détaillée que celle effectuée par l'exploitant. Dans un second temps (partie V), elle s'interroge sur la métrique la plus pertinente pour comparer ces risques et donc classer les améliorations de sûreté.

Les calculs ont été effectués dans le cas de la centrale de Dampierre, centrale qui ne comporte aucun aspect particulier susceptible de rendre ce choix atypique. La méthode d'estimation des coûts consiste à rechercher systématiquement les meilleures estimations possibles sur chacun des types de conséquences identifiés en prenant garde de ne pas oublier un type de conséquence coûteux. La méthodologie est la suivante :

- pour les coûts de nettoyage et de démantèlement l'étude s'appuie sur le retour d'expérience de Three Mile Island ;
- pour les coûts de remplacement de l'énergie non produite (sur site et sur le parc entier), on a élaboré un tableur de calcul permettant de prendre en compte différentes hypothèses ;
- pour les coûts radiologiques hors site, le logiciel européen Cosyma a servi de base et ses résultats bruts ont été amendés pour améliorer le réalisme de l'estimation ;
- pour l'effet d'image, des hypothèses hautes et basses ont été posées qui permettent de tirer parti des données de la Comptabilité Nationale sur les exportations françaises ;
- pour l'effet sur le parc, en l'absence d'études plus poussées, une hypothèse plausible permet de proposer un ordre de grandeur des coûts : le passage de la durée de vie des réacteurs de 40 ans à 30 ans.

Dans le cas de l'accident majorant S1, il faut en outre compter le coût des zones d'exclusion et des zones contaminées qui ne sont pas abandonnées par la population. Pour ce faire, les surfaces sont établies à partir de séquences déterministes Cosyma (une sur cinq) et les coûts que constituent les zones contaminées sont estimés à partir des aides que devraient recevoir de telles zones, ces aides étant issues du retour d'expérience de la Biélorussie.

Ainsi, les conséquences de chacun des accidents sont décrites et quantifiées avec un certain détail de sorte que tous les coûts principaux soient couverts. Il en résulte à la fois une description de l'ensemble des conséquences et un ordre de grandeur des coûts, ce qui fournit une image de l'accident considéré.

L'objectif est de proposer des ordres de grandeur qui résument les connaissances dont on dispose sur le sujet. Heureusement, ces ordres de grandeur sont suffisamment tranchés pour donner une image claire et bien contrastée de chaque accident.

Cette image est complétée par une étude de variabilité qui permet de proposer une plage de valeurs pour le coût de l'accident considéré, ces valeurs dépendant de divers paramètres comme les conditions météorologiques ou la qualité de la gestion de crise.

On déduit de ces estimations une courbe de répartition du risque d'accident nucléaire. Disposer d'une courbe de risque, même basée sur des ordres de grandeur à préciser, est une aide significative à la bonne allocation des ressources, nécessairement limitées consacrées à la sûreté. Cette allocation dépend de choix stratégiques. Ceux-ci sont discutés à partir de leur représentation par des métriques de choix. Les logiques assurantielles classiques et les choix en termes d'espérance de perte sont mal adaptés aux risques majeurs que nous considérons. On propose d'examiner d'autres métriques permettant d'intégrer une certaine aversion au risque.

II. L'ACCIDENT DE RÉFÉRENCE S3

II.1. DESCRIPTION DU SCÉNARIO

L'accident de référence S3 correspond à un scénario de fusion du cœur avec rejets contrôlés filtrés. Les rejets sont effectués 24 heures après le début de la séquence accidentelle (procédure U5). Les événements conduisant à ces rejets se traduisent par un terme source de référence (le terme source considéré dans l'étude est le terme source S3 estimé par l'IRSN). Le panache radioactif se diffuse à partir de la centrale accidentée. Dans tout ce qui suit, il s'agit de la centrale de Dampierre. Le logiciel Cosyma, dans sa version PC Cosyma (dont une rapide description figure en annexe de cette étude), calcule 144 séquences de diffusion du panache dont les dates et heures de début sont réparties uniformément tout au long de l'année. Cela permet de prendre schématiquement en compte deux saisons agricoles, l'hiver et l'été, et de prendre en compte de façon assez fine les variations de conditions météorologiques qui sont représentées heure par heure par des données représentatives du site. Dans cette section, nous exposons un scénario moyen déduit de ces 144 séquences. La variabilité est analysée en partie IV.

Dans le scénario moyen, une centaine de personnes sont évacuées des abords proches de la centrale si l'on applique les niveaux d'intervention en vigueur¹ pour l'évacuation. Avec ces mêmes critères, le confinement et la prise d'iode stable sont ordonnés sur moins de 3 km de rayon autour de la centrale.

L'évaluation des coûts de l'accident de référence S3 envisage successivement : les coûts sur site, les coûts radiologiques hors-site, le coût d'image, les effets sur le parc et les effets indirects sur l'économie.

II.2. COÛTS SUR SITE

II.2.1. NETTOYAGE

Le chantier de nettoyage, sur le site de la centrale, démarre rapidement après l'accident : une année de stabilisation, une année de préparation au nettoyage et sept années de nettoyage. Le réacteur apparié est arrêté durant quatre ans, les deux autres réacteurs du site pendant trois ans. Ces trois réacteurs sont démantelés à la date prévue avant l'accident. Le réacteur accidenté est démantelé en parallèle avec les autres et pour un coût légèrement inférieur en raison du nettoyage déjà effectué. L'ensemble du chantier sera terminé N+15 années après l'accident, où N est le nombre d'années séparant l'accident de la date prévue de mise hors service et de démantèlement de la centrale.

¹ Évacuation quand la dose reçue est supérieure à 50 mSv ; confinement quand la dose reçue est supérieure à 10 mSv ; ingestion d'iode stable quand la dose à la thyroïde est supérieure à 100 mSv (arrêté du 13 octobre 2003) <http://www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=SANY0324119A>.

Tableau A4.2.1 : Échéancier des coûts de nettoyage et de démantèlement (M€)

N = 15					N = 4					
Année après accident	S3				R4	S3				R4
	R1	R2	R3	R4		R1	R2	R3	R4	
	0	0	0	293	0	0	0	293		
	0	0	0	730	0	0	0	730		
	0	0	0	0	0	0	0	0		
	0	0	0	0	N	0	0	0		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	3433	4	4	4	3433		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	0	64	64	64	0		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	0	4	4	4	0		
	0	0	0	0	64	64	64	0		
	0	0	0	0	94	94	94	0		
N	0	0	0	0	4	4	4	266		
	4	4	4	0	4	4	4	0		
	4	4	4	0	4	4	4	0		
	4	4	4	0	19	19	19	0		
	64	64	64	0	19	19	19	0		
	4	4	4	0						
	4	4	4	0						
	4	4	4	0						
	4	4	4	0						
	4	4	4	266						
	64	64	64	0						
	94	94	94	0						
	4	4	4	0						
	4	4	4	0						
	4	4	4	0						
	19	19	19	0						
N+15	19	19	19	0						
Coût non actualisé	300	300	300	4 721	300	300	300	4 721		
Coût actualisé 4%	120	120	120	3 777	184	184	184	3 817		

Note : R4 est le réacteur accidenté, R3 le réacteur apparié

Source : Estimations à partir du retour d'expérience de Three Mile Island

	fonctionnement
	surveillance à l'arrêt
	stabilisation
	préparation au nettoyage
	nettoyage
	démantèlement normal
	démantèlement post nettoyage

Le surcoût de nettoyage et de démantèlement, actualisé à 4%, est de l'ordre de 3,6 milliards d'euros avec de faibles variations en fonction de N (à savoir la dernière ligne de la colonne R4, moins le coût hors accident, par exemple la dernière ligne de la colonne 1).

II.2.2. REMPLACEMENT

L'électricité non fournie par la centrale accidentée est produite par d'autres moyens EDF². Cette solution de remplacement coûte plus cher, notamment parce qu'elle implique des investissements non prévus qui auraient été inutiles en l'absence d'accident. Cet excès de coût mesure la perte de production ou la valeur du capital productif perdu.

L'étude suppose que la production de remplacement est assurée par des centrales modernes fonctionnant au gaz. Ces centrales ont un coût d'investissement relativement faible et leur rentabilité à court terme est bonne. Néanmoins les coûts de production sont élevés³. On aboutit au schéma suivant (Figure A4.2.1), les pertes étant actualisées au taux de 4% :

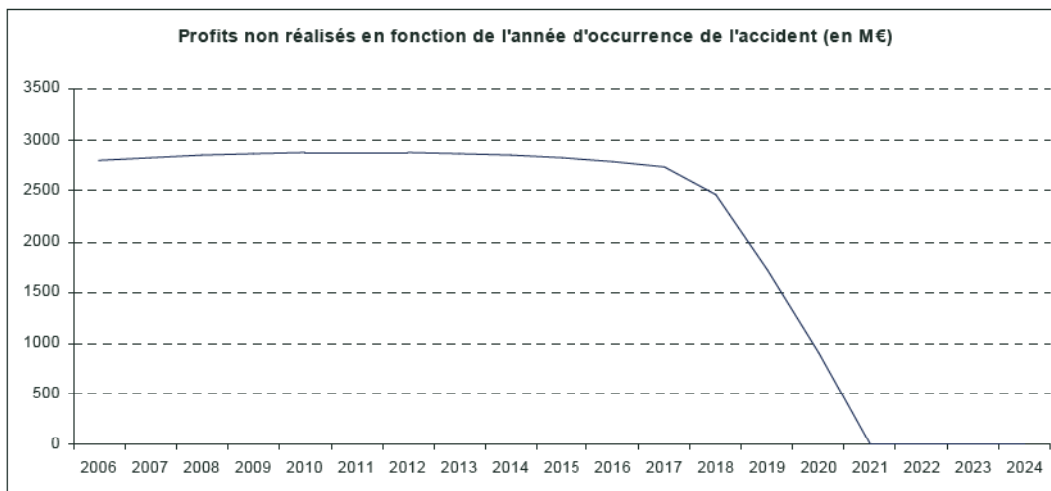


Figure A4.2.1 : Coûts de remplacement sur site

La perte diminue fortement si l'accident survient dans les dernières années de production de la centrale. Elle est relativement peu variable auparavant : sur une durée de plus de 10 ans entre 2007 et 2017, elle se situe entre 2,8 et 2,9 milliards d'euros.

On retient ici le chiffre de 2,8 milliards, en remarquant que le remplacement par des énergies fossiles produit un excès d'émission de gaz à effet de serre que nous n'avons pas chiffré.

² En effet, la perte pour l'entreprise est moindre que si elle renonçait à remplacer la production perdue. Autrement dit, la production de remplacement est bénéficiaire.

³ Nous avons retenu, pour évaluer ces coûts, une croissance annuelle des prix du combustible gaz de 5% par an. Même si les prévisions réalisées par le passé se sont toujours révélées décevantes, une hypothèse de 0% par an serait une forte sous-évaluation. Les 5% par an retenus semblent raisonnables, peut-être un peu optimistes.

Plus généralement, le remplacement par la production au gaz est un scénario raisonnable pour estimer les coûts de remplacement, mais on ne peut prétendre décrire exactement la solution, sûrement plus complexe, qui serait mise en œuvre.

II.2.3. AUTRES COÛTS

Les autres coûts sur site sont le coût radiologique pour les travailleurs du site et les coûts d'exploitation et de maintenance résiduelle pendant l'arrêt des réacteurs non accidentés. Le premier pourrait être de l'ordre de 10 h.Sv⁴ ce qui se traduirait, avec les estimations d'Électricité de France, par un coût maximal de 20 M€. Le second pourrait être de l'ordre de 500 M€.

II.2.4. TOTAL

Le coût sur site vaut alors environ 7 milliards d'euros qui se décomposent comme suit :

Tableau A4.2.2 : Coûts sur site

	milliards d'€
Nettoyage	3,6
Remplacement	2,9
Autres coûts	0,5
Total	7,0

Pour situer ce chiffre un peu abstrait, voici quelques points de comparaison :

- deux réacteurs EPR vaudraient 6 à 7 milliards d'€ ;
- pour cette somme on pourrait acheter de 35 à 40 unités à gaz de 400 MWe ;
- avec un prix de vente de 50 €/MWh, cette somme correspondrait à la valeur économique de plus de 8 ans de production de la centrale de Dampierre (4 réacteurs).

II.3. COÛTS RADIOLOGIQUES HORS SITE

Les rejets radioactifs hors du site sont faibles. Le coût total hors site reste limité. Les mesures d'urgence destinées à éviter l'exposition des populations au nuage radioactif sont limitées. En revanche, l'étude considère que les populations boycottent les produits contaminés, la perte de production alimentaire est donc très élevée. Enfin, des cancers radio-induits se manifesteront longtemps après la date de l'accident ; l'étude considère que leur coût est relativement faible.

II.3.1. MESURES D'URGENCE

Les mesures d'urgence sont bien connues : prise d'iode stable, confinement, et si nécessaire évacuation. L'étendue de ces mesures est calculée par Cosyma à partir des niveaux d'intervention associés à la mise en œuvre de mesures de protection en vigueur (voir chapitre II.1). Dans le cas de l'accident de référence, elles se traduisent par un coût modique de 0,1 M€ :

⁴ Cela correspondrait, par exemple, à l'exposition de 50 personnes au niveau de 200 mSv.

Tableau A4.2.3 : Mesures d'urgence

	Nombre de personnes	Surface km ²	Coût M€
Évacuation	102	2	0,1
Confinement	2 693	18	-
Distribution d'iode	3 101	21	-
Total			0,1

L'étude considère que le confinement et la distribution de comprimés d'iode stable coûtent très peu cher et que le coût de l'évacuation est inférieur à 1000 € par personne, montant faible parce que l'évacuation est proche (60 km) et ne dure pas longtemps (en général, de une à deux semaines). Ces hypothèses sont sans doute optimistes.

Le préfet, gestionnaire local de l'urgence, prend vraisemblablement des mesures plus étendues que celles, optimisées en situation de connaissance parfaite, suggérées par le code, non seulement parce qu'il y a incertitude sur les données (terme source, météo, etc.), mais aussi pour prendre en compte une éventuelle dégradation de la situation (fuite de l'enceinte en particulier).

Au total, toutefois, il est peu probable que les coûts dépassent 0,2 M€, une somme faible au regard des autres coûts.

II.3.2. INTERDICTIONS ALIMENTAIRES

Une fois le panache dispersé, des dépôts demeurent sur le sol, les prairies, les champs, les cultures maraîchères non protégées, etc. Ces dépôts ne sont pas considérables ; aucune zone n'est contaminée au-delà de 37 000 Bq/m². Néanmoins, la chaîne alimentaire est affectée. Les autorités sont chargées de prendre des mesures d'interdictions alimentaires.

Le gestionnaire de crise est confronté à plusieurs « normes » et au précédent historique de l'accident de Tchernobyl. Le tableau suivant présente une situation, certes schématique, eu égard aux différents textes en vigueur.

Normes radiologiques de commercialisation des aliments	
Normes minimales	1 250 Bq/kg pour tous les aliments. C'est la norme européenne officielle en cas d'accident.
Normes moyennes	370 Bq/l de lait 600 Bq/kg pour les autres aliments. C'est la norme européenne de commercialisation. Elle s'applique, par exemple, aux productions en provenance des zones contaminées par l'accident de Tchernobyl.
Normes biélorusses	100 Bq/kg pour tous les aliments. Cette norme se rapprocherait des normes en vigueur en Biélorussie. Elle traduirait à la fois un grand souci de protection des populations et le désir de limiter l'effet d'image que ne manquerait pas de produire un accident nucléaire.

Comment choisir ? Il est probable que le gestionnaire de crise sera tenté d'aller au-delà de la norme minimale. Mais il est également probable que l'instauration d'une norme risque d'être sans grand effet et que, sous la pression des associations et d'une grande partie de la société civile, les consommateurs se rappellent le souvenir (encore vivace !) du « nuage de Tchernobyl qui s'est arrêté à la frontière », qu'ils accordent peu de crédit aux autorités et boycottent les produits contaminés. C'est ce qui a été observé lors des crises de la vache folle et de la grippe aviaire. C'est aussi ce vers quoi pourraient s'orienter les distributeurs (Auchan, Carrefour, etc.) soucieux de préserver leur image et qui n'auraient guère de difficulté pour proposer des produits de substitution parfaitement sains. Même les producteurs pourraient être favorables à ce type de solution dans la mesure où on leur promettrait des dédommagements.

L'étude retient donc le boycott comme hypothèse centrale⁵.

Avec cette hypothèse, le code Cosyma calcule des pertes alimentaires s'élevant à 4,6 milliards d'euros sur deux ans. Mais il ne considère aucune contremesure agricole. Or, l'expérience de Tchernobyl enseigne que le lait peut être transformé en beurre sain et que la viande peut être consommée après un traitement des animaux au bleu de Prusse (ou autre liant du césium) et un régime au fourrage « propre ». Avec contremesures, nous estimons que cette perte peut être ramenée à environ 3 milliards d'euros sur deux ans. À titre de comparaison, la production agricole française est d'environ 150 milliards d'euros sur deux ans et la perte serait donc de 2% de la production.

⁵ Ce qui se traduit dans les calculs par un niveau de contamination limite de 10 Bq par kg ou par litre

II.3.3. EFFETS SANITAIRES À LONG TERME

D'après les calculs du code, les effets sanitaires sont des effets à long terme de type stochastique. Il n'y a aucun « grand brûlé nucléaire » sauf peut-être sur le site, dans un cas défavorable. En raison du boycott (hypothèse d'étude), le nombre de cancers dus à l'ingestion de denrées contaminées est très faible : 9 cancers mortels et 9 cancers non mortels. Les effets sanitaires sont donc essentiellement dus à l'exposition au panache radioactif. Au total (Tableau A4.2.4), le nombre de cancers radio-induits est relativement faible et les coûts correspondants relativement modestes :

Tableau A4.2.4 : Effets sanitaires à long terme

	Nombre de cas	Coût unitaire	Coût M€
Cancers mortels	40	909 000	37
Autres cancers	248	91 000	23
Effets héréditaires	1,9%		1
Total	288		60

La valorisation d'un cancer mortel, 900 000 € environ, est calculée comme suit :

- valeur d'un décès statistique = 2,5 M€ ; cette valeur est une valeur moyenne provenant, notamment, des études ExternE conduites avec le soutien de la Commission Européenne ;
- nombre moyen d'années perdues lors d'un décès = 44 ans ;
- nombre moyen d'années perdues lors d'un décès par cancer mortel dû aux rayonnements ionisants = 16 ans soit environ 40% du chiffre précédent ;
- la valeur est proportionnelle au nombre d'années perdues ($0,9/16 = 2,5/44$) ;
- aucune actualisation supplémentaire n'est appliquée afin de ne pas introduire de biais entre les générations.

Au total, les coûts radiologiques hors site sont alors les suivants, pour l'accident de référence S3 :

Tableau A4.2.5 : Coûts radiologiques hors site

Coûts radiologiques hors site	M€
Effets sanitaires à court terme	0
Contremesures d'urgence	0
Effets sanitaires à long terme	60
Interdictions alimentaires	3 089
Total	3 149

L'aspect agroalimentaire du coût radiologique est totalement dominant. La valorisation de la santé ne joue qu'un rôle secondaire. Au total, le coût radiologique ne vaut que 45% du coût sur site. Il n'y a pas

de contamination durable du territoire et la description qui précède suggère que l'on a affaire à un accident technologique comparable à d'autres. Cette image est mise en défaut par les coûts pour l'économie que nous abordons maintenant.

II.4. COÛT D'IMAGE

II.4.1. EXPORTATIONS AGRO-ALIMENTAIRES

L'effet médiatique d'un accident de fusion du cœur avec rejets est immense. Les victimes sont montrées au journal télévisé, les images tournent en boucle, les archives disponibles sont exhumées et largement commentées, etc. Toutes les télévisions du monde veulent tourner leurs images et y parviennent.

Les exportations agro-alimentaires françaises sont frappées par cet effet d'image, tout particulièrement les produits emblématiques tels que le vin, le foie gras, etc.

Dans le présent scénario, la gestion de crise, notamment la gestion d'image, est de bonne qualité et, compte tenu de la faible ampleur des rejets, l'effet d'image reste cantonné à deux ans. Il se traduit par une réduction de 17 % des exportations la première année et de 8 % la deuxième année. La baisse du chiffre des exportations est de l'ordre de 7 et 3,5 milliards d'euros. La perte économique (perte de valeur ajoutée) s'élève à 2 milliards la première année et 1 milliard la deuxième année. Ce scénario est donc nettement favorable sur cet aspect.

II.4.2. TOURISME

Autre secteur touché, celui du tourisme. Mais les rejets étant limités, l'effet reste faible. Les répercussions de l'accident sont très variables en fonction de la catégorie de tourisme. Le tourisme national, celui des français en France, n'est pas réduit. Il y a substitution, les régions éloignées des rejets, et dont on peut garantir qu'elles ne sont pas touchées, bénéficient des baisses de fréquentation plus près du site. Le tourisme de nos voisins proches tels que Britanniques ou Hollandais est peu touché : -10% la première année, rien ensuite. Le tourisme international lointain, tel que celui en provenance des États Unis, du Japon ou de la Chine baisse plus nettement : -20% la première année, -10% la seconde année et rien ensuite.

Ces effets peuvent surprendre par leur modestie, mais sont cohérents avec le retour d'expérience dans ce domaine : les conséquences de la marée noire de l'Erika, les mitraillages de touristes en Égypte, les bombes à Bali. Dans tous ces cas, l'activité touristique a vite retrouvé ses niveaux antérieurs. Au total (Tableau A4.2.6), la perte est de 2,5 milliards d'euros sur deux ans, l'essentiel de la baisse étant due au tourisme lointain :

Tableau A4.2.6 : Effet d'image sur le tourisme

Années	Tourisme national		Tourisme proche		Tourisme lointain		Total
	%	G€	%	G€	%	G€	G€
1	0%	0	10%	0,8	20%	1,1	2,0
2	0%	0	0%	0,0	10%	0,6	0,6
3	0%	0	0%	0,0	0%	0,0	0,0
Total		0		0,8		1,7	2,5

II.4.3. AUTRES EXPORTATIONS

Les concurrents des exportateurs français s'évertuent à faire jouer au maximum l'effet négatif de l'accident sur l'image de la technologie française. Ils n'y parviennent que très peu. La réduction des autres exportations n'est que de 2,5% la première année puis de 1,5% et de 0,75% les deux années suivantes. Mais ces faibles pourcentages s'appliquent à une masse de quelques 400 milliards d'exportations qui correspondent, en 2005, à 113 milliards d'euros de valeur ajoutée. L'effet est donc loin d'être négligeable (Tableau A4.2.7) :

Tableau A4.2.7 : Effet d'image sur les autres exportations

Années	Réduction des autres exportations	
	%	M€
1	2,5%	3
2	1,5%	2
3	0,8%	1
Total		5

II.4.4. EFFETS INDIRECTS

Les trois types de réduction de demande étrangère présentés ci-dessus induisent des effets indirects négatifs. Par exemple, les fournisseurs de tel exportateur directement touché ressentent indirectement l'effet d'image quand cet exportateur réduit ses commandes auprès d'eux. Ce type d'effet indirect est connu en économie. Il s'estime à partir de la Comptabilité Nationale par la méthode des matrices de Léontieff ou méthode des tableaux entrées-sorties.

Voici l'effet cumulatif indirect actualisé à 4% d'une variation de 1 en année 0 tel que calculé par cette méthode :

Tableau A4.2.8 : Effets d'image unitaires indirects cumulés et actualisés à 4%

Années	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Agriculture et IAA	1	0,6	1,0	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Tourisme	1	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Autres exportations	1	0,7	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	1,6	1,6

Note : l'année 0 est celle de la perturbation initiale, les années suivantes représentent les effets indirects cumulés. La perturbation initiale étant prise égale à 1, il s'agit des coefficients de propagation unitaires de la perturbation au sein de l'économie.

Si les effets directs d'une conséquence d'accident sont répartis sur plusieurs années (1, 2 et 3, par exemple), les effets indirects de chacune de ces années (1, 2 et 3) doivent être cumulés année par année (par exemple sur cinq ou dix ans).

La plupart des effets indirects apparaissent dans les trois années suivant la variation initiale. L'effet indirect est plus faible dans le secteur du tourisme. Dans les autres secteurs, il est supérieur à 1. Ces effets unitaires s'appliquent aux estimations des effets directs :

Tableau A4.2.9 : Effets d'image directs et indirects (milliards d'euros)

	Effet direct	Effet indirect	Total	
Agriculture et IAA	3	5	8	28%
Tourisme	3	3	6	23%
Autres exportations	5	8	13	49%
Total	11	16	27	100%

Au total, la baisse directe des exportations françaises due à l'effet d'image vaut environ 11 milliards d'euros soit plus que le coût sur site. Les effets indirects, dont l'essentiel est ressenti dans les cinq années suivant l'accident, valent 145% des effets directs soit 16 milliards d'euros. L'estimation d'ensemble arrive à 27 milliards d'euros.

II.4.5. L'EFFET D'IMAGE EST CONSIDÉRABLE

La conclusion de l'exercice mené ci-dessus est que l'effet d'image est considérable. Cette conclusion semble solide, pour au moins trois raisons :

1. les pourcentages de baisse de demande extérieure retenus sont faibles ; ils se situent clairement, de notre point de vue, du côté de l'effet minimal ; proposer des pourcentages plus faibles exigerait, à notre sens, des arguments très forts ;
2. ces pourcentages faibles supposent que la gestion de crise soit particulièrement performante au regard de l'effet d'image, indépendamment de l'importance réelle des rejets, ce qui n'est jamais acquis tant la matière est difficile ;

3. certains effets possibles n'ont pas été envisagés, par exemple :

- une possible baisse des investissements étrangers en France ;
- une baisse de demande intérieure que pourrait entraîner une baisse marquée de la Bourse de Paris ;
- ou encore une baisse des investissements qui pourrait concrétiser une baisse marquée du moral des patrons français.

Il nous paraît très difficile de suggérer, au vu des estimations ci-dessus, que l'effet d'image puisse être inférieur à 20 milliards d'euros, alors qu'inversement, il ne nous paraît pas impossible que cet effet se monte à 50 milliards d'euros voire plus. Notamment si l'image exportatrice de la France n'est pas correctement défendue par un effort coordonné, durable, intelligent et motivé par l'ampleur de l'enjeu (le récent échec pour obtenir la tenue des Jeux Olympiques à Paris incite à la modestie dans ce domaine).

Il convient de souligner qu'il s'agit d'un effet national. La demande qui fait défaut aux exportateurs français est satisfaite par d'autres, par exemple par des exportateurs européens. Du point de vue de l'économie européenne dans son ensemble, il n'y a que peu d'effet d'image d'ensemble : la production se déplace, avec substitution d'exportations non françaises aux exportations françaises rejetées par les consommateurs et les importateurs. A contrario, le niveau national envisagé ici ne prend pas en compte l'effet d'image régional pour les régions touchées par l'accident. L'analyse en est complexe, probablement assez variable selon le type de région concernée.

II.5. EFFETS SUR LE PARC

Les autorités françaises, poussées par la vague médiatique, soutenues par les experts et les organisations internationales, se doivent d'améliorer la sûreté du parc électronucléaire français. Les solutions extrêmes que proposent certains semblent également improbables :

- ne rien faire, de manière ouverte ou plus ou moins dissimulée. Cela semble impossible dans l'état actuel des choses, mais dans d'autres circonstances, comparables par exemple au choc pétrolier des années 1970, voire plus graves, le monde politique pourrait décider de « ne rien faire ». Ce scénario mériterait d'être approfondi, car « ne rien faire » impliquerait toutefois de nombreux ajustements, révisions, contrôles, arrêts qui seraient tous coûteux pour Électricité de France ;
- stopper les centrales françaises dès que possible. L'arrêt du nucléaire semble encore plus impossible, mais on peut peut-être imaginer des circonstances, aujourd'hui improbables, probablement très graves, où le monde politique déciderait de mettre fin le plus vite possible à la production d'électricité nucléaire en France. Ce scénario mériterait aussi d'être approfondi, car les délais de mise en place de solutions de remplacement et les effets positifs de ce remplacement ne sont pas simples à envisager.

Le présent scénario considère que, de manière comparable à la décision de sortie du nucléaire prise en Allemagne, les autorités décident de ramener la durée de vie des réacteurs de 900 MWe de 40 ans à 30 ans. Ce remplacement est effectué par des centrales à gaz modernes de 400 MWe⁶. Idéalement, il

⁶ Le calcul a aussi été effectué en considérant le remplacement par des réacteurs EPR même si cette hypothèse est sans doute plus sujette à critique après un accident *nucléaire*. Ce remplacement n'est pas immédiat puisque le

faudrait envisager plusieurs scénarios situés entre les deux extrêmes, comprendre les déterminants en jeu et proposer, en fin d'analyse, un spectre de coûts et des recommandations pour limiter ces coûts au maximum. Un tel programme étant hors de portée de la présente analyse, nous envisageons un scénario moyen. Ce scénario pose de nombreuses questions, certes, notamment relatives à l'effet de serre et à la sûreté des approvisionnements. Il est, néanmoins, plausible et offre un ordre de grandeur des effets sur le parc. Le coût de remplacement⁷ est appliqué à la structure du parc pour donner le coût total de remplacement en fonction de la date de l'accident (Figure A4.2.2) :

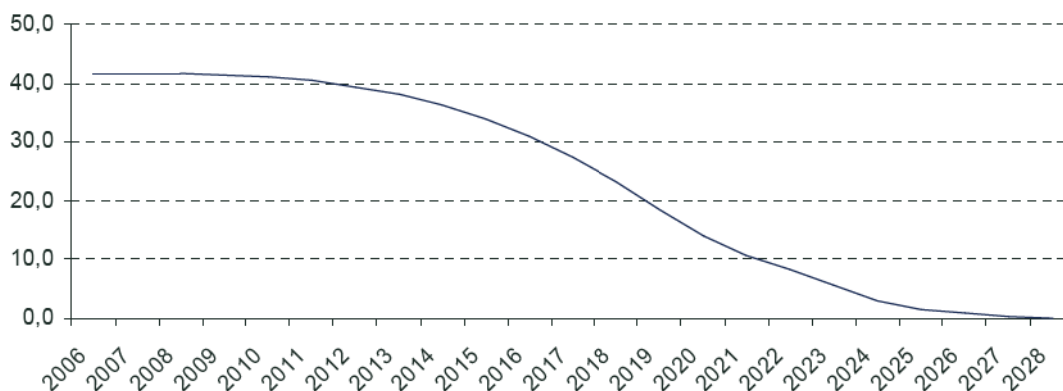


Figure A4.2.2 : Coût en milliards d'euros de la réduction de la durée de vie des réacteurs de 900 MWe, de 40 ans à 30 ans, en fonction de la date de l'accident⁸

Dans ce scénario très simplifié, le coût de l'effet sur le parc dépend fortement de la date de l'accident et décroît en fin de vie du parc 900 MWe. C'est quelque peu schématique, car en réalité, l'effet parc pourrait se déplacer, en fin de vie des 900 MWe, vers le reste du parc nucléaire, voire vers le parc de remplacement des 900 MWe. On retient donc un ordre de grandeur de 35 milliards d'euros pour couvrir l'ensemble de l'effet sur le parc, sachant que cet effet ne se réduit pas au coût des réductions de vie des 900 MWe, mais comporte aussi de nombreuses actions de maintenance et des modifications supplémentaires se traduisant par des coûts directs et des baisses de charge.

Cet ordre de grandeur montre que l'effet sur le parc est considérable. Cet effet mérite d'être étudié de façon beaucoup plus approfondie.

délai de construction d'un EPR est de 5 ans minimum. Ce scénario comporte donc gaz et EPR. Il économise au plus 20% du montant envisagé ci-dessus. Ce faible écart ne jouera pas en faveur de l'EPR. Il ne permet pas de remettre en cause les ordres de grandeurs proposés.

⁷ Calculé comme pour le remplacement de la production du réacteur accidenté et des autres réacteurs de la centrale temporairement arrêtés.

⁸ Pour ce calcul, on a préféré supposer que l'accident survient dans la centrale mise en service le plus près de la date moyenne au sein du programme de construction des 900 MWe à savoir la centrale du Blayais.

II.6. EFFETS INDIRECTS SUR L'ÉCONOMIE

Les effets indirects de la baisse de demande extérieure sont indiscutables et ont été pris en compte dans l'estimation du coût d'image.

Les autres effets indirects possibles sont les suivants :

1. effet d'entraînement du chantier de nettoyage sur site ;
2. effet négatif de la baisse de production agricole dans les régions touchées ;
3. effet positif du remplacement anticipé des réacteurs 900 MWe sur l'économie.

Les effets 1 et 2 sont indéniables au plan régional. Néanmoins, le chantier de nettoyage n'est pas suffisamment important pour avoir un impact national et les productions agricoles non assurées dans les régions touchées sont compensées par d'autres régions françaises. Il y a substitution. L'effet indirect est négligeable au plan national.

En revanche, le remplacement anticipé des réacteurs de 900 MWe est une vaste opération industrielle qui devrait avoir un effet d'entraînement sur l'économie, effet qu'il faut déduire des coûts. Nous estimons que cet effet est au maximum de 5 milliards d'euros, ce maximum étant réalisé dans les conditions suivantes :

- toutes les centrales sont effectivement concernées ; l'accident survient donc avant l'arrêt de la centrale de Fessenheim, la première mise en service ;
- l'effet d'entraînement n'est pas limité par les capacités de production ;
- l'effet d'entraînement n'est pas diminué par un effet de substitution, ce qui se produirait si l'activité déployée pour le renouvellement anticipé du parc provoquait la réduction d'autres chantiers.

Ces hypothèses sont fortes. L'effet positif est donc inférieur à 5 G€, probablement autour de 3 G€.

II.7. LE COÛT DE L'ACCIDENT DE RÉFÉRENCE S3

Le Tableau A4.2.10 reprend les estimations qui précèdent :

Tableau A4.2.10 : Coût total de l'accident de référence S3 (scénario de base)

	Milliards d'€
Coûts sur site	7
Nettoyage	3,6
Remplacement	2,9
Autres	0,5
Coûts radiologiques hors site	3
Effets sanitaires à court terme	0,0
Contremesures d'urgence	0,0
Effets sanitaires à long terme	0,1
Interdictions alimentaires	3,1
Coût d'image	27
Exportations agricoles	3
Tourisme	3
Autres exportations	5
Effets indirects	16
Effets sur le parc	35
10 ans de vie en moins sur les 900MWe	35
Effets indirects	-3
Remplacement du parc 900 MWe	-3
Total (arrondi)	70

Que représente une telle somme ? En termes familiers au secteur électro nucléaire, c'est :

- environ 70% de la capitalisation boursière d'Électricité de France (annoncée à 100 M€ fin 2006, plus élevée depuis) ;
- plus de 20 réacteurs EPR ;
- plus de 10 ans de profit de l'ensemble du parc 900 MWe⁹.

On a coutume d'observer que les accidents technologiques sont d'ampleur nettement inférieure aux catastrophes naturelles, en moyenne d'un facteur 10. Cette observation est globalement exacte. Néanmoins, l'accident de référence S3 considéré ici la met en défaut, car il est comparable, par son coût de 70 milliards d'euros, aux plus grandes catastrophes naturelles connues à ce jour :

⁹ 30 réacteurs dont le profit annuel est d'environ 200 M€ à savoir quelques 6 TWh vendus autour de 50 €/MWh avec un coût de production (hors capital) voisin de 15 €/MWh.

Inondations en France (année moyenne)	1 milliard d'euros
Tempêtes de 1999 en France	13 milliards d'euros
Possible inondation centennale de Paris (estimation)	10 à 30 milliards
Attentats du 11 septembre 2001, cyclone Katrina, tremblement de terre de Kobé	60 à 80 milliards

En fait, l'accident de référence est d'ampleur nationale car il coûte :

- plus de 4% du PIB soit environ deux années de croissance française,
- 1,25 fois l'impôt annuel sur le revenu en France,
- 1,5 fois le déficit public de la France.

Il revêt un caractère national, la France souffrant dans son électricité et dans ses exportations comme le montre la structure des coûts (Tableau A4.2.11) :

Tableau A4.2.11 : Structure des coûts de l'accident de référence (scénario de base)

Coûts sur site	10%
Coûts radiologiques hors site	4%
Coût d'image	39%
Effet sur le parc	50%
Effets indirects	-4%
Total arrondi	100%

Ce tableau sombre est quelque peu allégé par le fait que l'accident causera peu de morts « directs ». Les morts seront en général différées et le lien de cause à effet sera difficile à démontrer. Les victimes économiques seront des agriculteurs directement concernés et surtout des victimes indirectes touchées dans leur revenu économique ou par le coût de l'électricité.

Cette observation ne doit pas minorer l'effet symbolique très fort d'un tel accident et la nécessité impérieuse d'une gestion efficace de cet aspect. Il suffit de se rappeler les retombées de Tchernobyl en France !

III. L'ACCIDENT MAJORANT

III.1. DESCRIPTION DU SCÉNARIO

L'accident majorant pris en compte ici est du type S1. Par simplification, le scénario considère la dispersion en deux heures d'un tiers de l'inventaire du cœur, ce qui est le bon ordre de grandeur pour le césium, contributeur prépondérant des coûts. Pour être plus réaliste, il faudrait établir une gamme de termes source accompagnés de leurs probabilités d'occurrence.

Comme pour l'accident de référence, PC Cosyma (voir description en annexe) calcule 144 séquences de diffusion du panache radioactif. Nous exposons ici un scénario médian basé sur ces 144 séquences, la variabilité étant analysée en partie IV.

Le logiciel calcule qu'il faudrait évacuer en moyenne 2,6 millions de personnes qui peuplent une zone de 25 000 km²¹⁰, si l'on considère les niveaux d'intervention associés à la mise en œuvre de mesures de protection en vigueur (voir paragraphe II.1).

III.2. COÛTS SUR SITE

L'étude considère que le site est fermé et ne sera pas redémarré. Le coût du nettoyage et le coût de remplacement de l'électricité non produite sont donc élevés, car la production des trois réacteurs non accidentés est intégralement perdue et leur démantèlement est avancé.

Le coût total de nettoyage des réacteurs, basé sur un accident moins grave (le retour d'expérience de Three Mile Island), se monte à 4,4 milliards d'euros et la perte due à l'accident vaut en moyenne 3,9 milliards d'euros (la différence étant due au coût de démantèlement sans accident comme pour l'accident S3). En outre, le site lui-même est considérablement plus pollué que dans le cas de l'accident de référence S3. Comme dans le cas de Tchernobyl, il faut alors réaliser un « nettoyage » approfondi du site, d'où un montant de 4,5 G€ pour le coût total de nettoyage. L'étude considère néanmoins que la construction d'un sarcophage ne se révèle pas nécessaire, ce qui évite aux coûts de monter à quelques 5 milliards d'euros voire plus (le nouveau sarcophage à construire à Tchernobyl est évalué à 1 milliard d'euros environ). Ces hypothèses peuvent être discutées.

Les coûts de remplacement sont nettement plus élevés que dans le cas de l'accident de référence (2,9 G€, voir II.2.2.) puisque le site est fermé et qu'il faut remplacer toute l'énergie produite par quatre réacteurs durant la durée de vie restante. Ils baissent beaucoup plus régulièrement comme indiqué Figure A4.3.1 :

¹⁰ Ce qui équivaut à une zone circulaire de 90 km de rayon autour de la centrale de Dampierre. Une telle zone circulaire contient Orléans et arrive aux portes d'Auxerre à l'est et de Bourges au sud.

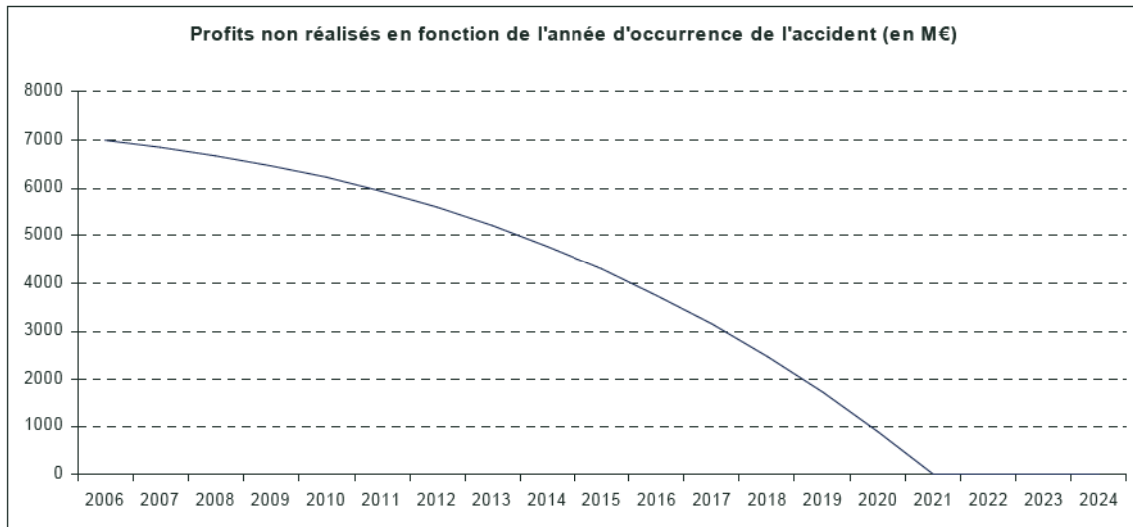


Figure A4.3.1 : Coût de remplacement sur site

La perte maximale est voisine de 7 G€, la perte médiane vaut 5,2 G€ et la perte moyenne 4,8 G€. Dans ce scénario, le remplacement de l'électricité non produite représente une perte moyenne de l'ordre de 5 G€.

Les coûts radiologiques sur site sont jusqu'à 5 fois plus élevés que dans le cas de l'accident de référence, soit 0,1 G€. En revanche, l'exploitation résiduelle est moins importante que si les réacteurs devaient redémarrer, même si Électricité de France doit réaffecter les employés de la centrale ce qui représente des coûts non négligeables. On retient la même estimation que pour l'accident de référence S3, à savoir 500 M€.

Au total, les coûts sur site se résument dans le Tableau A4.3.1 :

Tableau A4.3.1 : Coût sur site

	milliards d'€
Nettoyage	4,5
Remplacement	5,0
Autres coûts	0,5
Total	10,0

Les coûts sur site sont donc ainsi seulement 40 à 50 % plus élevés que ceux de l'accident de référence S3.

III.3. COÛTS RADIOLOGIQUES HORS SITE

Les rejets radioactifs hors du site sont considérables.

III.3.1. MESURES D'URGENCE

L'étendue des mesures d'urgence est importante pour l'accident majorant. Le tableau A4.3.2 présente les mesures calculées par le code Cosyma à partir des niveaux d'intervention en vigueur :

Tableau A4.3.2 : Mesures d'urgence « optimales »

	Nombre de personnes	Surface km ²	Rayon équivalent (km)	M€
Evacuation	2 621 000	25 110	89	2 119
Confinement	273 300	4 947	40	0
Distribution d'iode	2 999 000	26 980	93	0

Des mesures d'une telle ampleur sont irréalisables, d'autant plus que les rejets surviennent brutalement et sont entièrement effectués en 2 heures. Le coût des mesures d'urgence peut alors être estimé comme ce coût avec mesures « optimales » (2,1 milliards d'euros), augmenté d'un coût dû à l'impossibilité de réaliser les mesures optimales.

Estimer l'ordre de grandeur de ce dernier coût présente une difficulté : un scénario réaliste devrait décrire des mesures d'urgence prises assez loin du site pour que les responsables disposent d'un temps de réponse raisonnable, mais le code Cosyma ne permet de calculer que des mesures prises autour du site. Voici donc des mesures calculables par le code, destinées à estimer le coût supplémentaire dû à l'impossibilité de mettre en œuvre les mesures correspondant aux niveaux d'intervention :

- évacuation dans un rayon de 10 km, ce qui correspond à l'évacuation de 25 000 personnes environ ;
- confinement sur une cinquantaine de kilomètres de rayon, ce qui correspond à environ 1 500 000 personnes confinées ;
- prise d'iode stable dans un rayon de 20 km environ, ce qui correspond à quelques 320 000 personnes.

De telles mesures d'urgence se traduisent par un coût 100 fois plus faible que les mesures « optimales » comme indiqué au tableau A4.3.3 :

Tableau A4.3.3 : Mesures d'urgence « réalistes »

	Nombre de personnes	Surface km ²	Rayon équivalent (km)	M€
Evacuation	25 190	314	10	20
Confinement	1 445 000	9 538	55	
Distribution d'iode	321 200	1 810	24	

Néanmoins, ces mesures ne peuvent pas réduire l'impact sanitaire de l'accident aussi efficacement que les mesures optimales : elles impliquent quelques 10 000 cancers mortels supplémentaires (résultat probabiliste moyen calculé par Cosyma avec les hypothèses ci-dessus). Le surcoût dû à l'impossibilité de mettre en œuvre les mesures d'urgence « optimales » (selon les normes radiologiques) est ici d'environ 7 milliards d'euros : + 9 milliards de coûts sanitaires - 2 milliards économisés sur les évacuations. Ce surcoût de 7 milliards d'euros devrait représenter un maximum, car des mesures de plus grande ampleur devraient pouvoir être prises à distance du site. On retient la valeur moyenne de 3,5 milliards d'euros pour la sous-optimalité des mesures d'urgence.

III.3.2. ÉVACUATIONS SANS RETOUR

Cosyma évalue le coût des 25 000 évacuations ci-dessus autour de 1000 € par personne. C'est dire que ces évacuations ne durent pas longtemps et que les évacués peuvent ensuite retourner chez eux. Ce sont des évacuations limitées dans des zones finalement assez peu touchées.

Or, dans les jours et les semaines qui suivent l'urgence, un grand nombre de mesures de la contamination du territoire sont effectuées par les autorités, mais aussi par les associations, voire par les médias, qui révèlent une contamination désastreuse. Ce sont plus de 13 500 km² qui sont contaminés en césium 137 au-delà du niveau de 15 Ci/km² (555 000 Bq/m²), sans compter la contamination par d'autres radionucléides. On a vite fait d'évoquer le précédent de Tchernobyl : les personnes ont été évacuées de tels territoires en Russie, en Ukraine et en Biélorussie. Peut-on faire moins en France ? Ce sont ainsi environ 1,5 million de personnes qui, plus ou moins rapidement, deviennent des « réfugiés radiologiques », des personnes qui ne peuvent pas retourner chez elles¹¹.

Il existe un exemple récent d'une telle évacuation définitive : le cyclone Katrina. Les autorités américaines ont indiqué avoir dépensé, pour reloger les victimes ayant tout perdu, une somme de 24 000 \$ par personne durant les 12 mois suivant la catastrophe. Sur la base de ce chiffre tronqué à 12 mois, l'ensemble des coûts sociaux de réinstallation pourrait être de l'ordre de 30 000 €/personne.

La simple multiplication de ce coût unitaire par le nombre de réfugiés radiologiques conduit alors à un coût d'environ 45 milliards d'euros. C'est là un montant considérable, qui approche le montant annuel de l'impôt sur le revenu. On est donc fondé à objecter que de tels montants seront très difficiles à mobiliser pour indemniser les évacués. Peut-on pour autant supposer que les évacuations seront beaucoup moins nombreuses ? Peut-on supposer que les autorités françaises autorisent le séjour sur de tels territoires alors que les autorités biélorusses l'interdisent ? Il n'est pas nécessaire de se prononcer sur cet aspect du scénario pour retenir le chiffre de 45 milliards d'euros, un chiffre qui se contente d'évaluer le coût social des évacuations sans retour, sans pour autant affirmer que de tels montants d'indemnisation seraient effectivement versés aux victimes.

¹¹ Dans les régions fortement urbanisées, il est possible qu'une décontamination intense et suivie permette de réduire significativement la contamination pour arriver en dessous de la limite de 15 Ci/km². Une telle action serait coûteuse, mais devrait réduire le coût que nous examinons. En revanche, si des zones fortement urbanisées étaient atteintes, le coût total de la contamination devrait s'en trouver fortement augmenté. Voir ci-après.

III.3.3. EFFETS SANITAIRES À LONG TERME

Les effets sanitaires à court terme restent, heureusement, négligeables (le code calcule un total de 1,5 effet non mortel) compte tenu des mesures prises ; ce chiffre est théorique compte tenu du caractère théorique des mesures d'urgence autour du site.

S'agissant de l'ingestion d'aliments (très peu) contaminés, leurs effets sanitaires sont réduits en raison du boycott et des contremesures agricoles. Ils demeurent toutefois non négligeables¹² comme indiqué au Tableau A4.3.4 :

Tableau A4.3.4 : Effets sanitaires à long terme (ingestion)

Ingestion			
	Nombre de cas	M€/cas	M€
Cancers mortels	4 167	0,909	3 788
Autres cancers	2 629	0,091	239
Effets héréditaires	4,2%		161
Total	6 796		4 188

En revanche les effets du panache restent élevés, même avec des mesures d'urgence « optimales » ainsi que l'indique le Tableau A4.3.5 :

Tableau A4.3.5 : Effets sanitaires à long terme (panache)

Panache			
	Nombre de cas	M€/cas	M€
Cancers mortels	14 422	0,909	13 111
Autres cancers	16 760	0,091	1 524
Effets héréditaires	3,0%		392
Total	31 182		15 027

À ces nombres il faut ajouter les cancers, déjà évoqués ci-dessus, dus à l'impossibilité d'appliquer les mesures d'urgence « optimales » qui seraient au maximum de (Tableau A4.3.6) :

Tableau A4.3.6 : Sous-optimalité des mesures d'urgence

	Nombre	M€
Cancers mortels	9 998	8 998
Autres cancers	7 460	671

¹² Ces chiffres résultent de la relation linéaire sans seuil avec les coefficients de la CIPR.

Ainsi, le coût des effets sanitaires à long terme se monte à 19 milliards d'euros auxquels on pourra ajouter une valeur moyenne du surcoût de sous-optimalité des mesures d'urgence (environ 3,5 G€). Le montant reste inférieur au coût des interdictions alimentaires calculées ci-après.

III.3.4. INTERDICTIONS ALIMENTAIRES

La contamination alimentaire est considérable. Le boycott de l'alimentation contaminée est imposé par les populations. Cela ne conduit pas globalement à de graves surcoûts¹³ comme le montre la Figure A4.3.2.

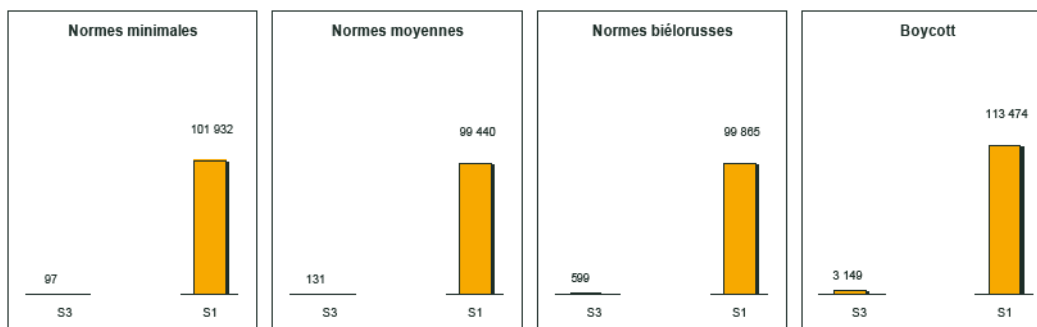


Figure A4.3.2 : Coûts radiologique total hors site pour différents niveaux de normes (M€)

En revanche, la composition du coût est modifiée avec des coûts sanitaires plus faibles et des coûts agricoles nettement plus élevés. Étant donné ce boycott, les pertes agricoles de la première année sont de 25 milliards d'euros soit 70% de la perte totale¹⁴. Cela représente un tiers de la production agricole française ce qui laisse à penser que le boycott n'est pas totalement irréaliste. La seconde année, les pertes sont réduites à 5,5 milliards d'euros environ soit 15% du coût total. Les pertes des années suivantes sont nettement plus faibles.

Au total, les coûts radiologiques hors site dans le cas de l'accident majorant sont résumés dans le Tableau A4.3.7 :

¹³ L'augmentation du coût total hors site provoqué par le boycott, par rapport à la norme biélorusse (100 Bq/kg) est d'un facteur de seulement 1,13 contre un facteur de 5 pour S3 (l'accident de référence). Par conséquent, si le boycott était impraticable ou seulement partiel (ce qui ne nous paraît pas l'hypothèse la plus réaliste), la différence de coût serait relativement faible.

¹⁴ Le code Cosyma (sans contre-mesures agricoles) calcule 100 milliards de pertes alimentaires sur plus de 10 ans, dont 80% sur les 10 premières années. Grâce aux contremesures agricoles, on estime que cette perte peut être ramenée à quelques 37 milliards d'euros dont 95% sur les 10 premières années.

Tableau A4.3.7 : Coûts radiologiques hors site

	M€
Effets sanitaires à court terme	0
Contremesures d'urgence classiques	2 639
Sous-optimalité des contremesures	3 526
Évacuations sans retour	44 550
Effets sanitaires à long terme	19 215
Interdictions alimentaires	36 662
Total	106 592

Le plus gros poste est constitué par les évacuations sans retour (44 G€), le second par les interdictions alimentaires (37 G€). Ce coût est 34 fois plus élevé que le coût correspondant pour l'accident de référence S3.

III.4. COÛTS RELATIFS AUX TERRITOIRES CONTAMINÉS

L'accident produit une vaste contamination, notamment en césium 137, contamination durable et pénalisante quand elle est élevée. Une contamination moins extrême pourrait advenir, par exemple dans le cadre de l'accident de référence S3, suite à une défaillance de la filtration ou une défaillance limitée de l'enceinte¹⁵. Examinons d'abord ce scénario (appelé ici S3D) pour comprendre la logique de l'estimation de coût sur un cas moins extrême que le scénario majorant S1. Cette logique sera ensuite appliquée au scénario majorant.

III.4.1. SCÉNARIO S3D

Dans ce cas, la répartition de la contamination apparaît dans le Tableau A4.3.8 :

Tableau A4.3.8 : Répartition de la contamination (km², scénario S3D)

	1 à 5 Ci/km ²	5 à 15 Ci/km ²	15 à 40 Ci/km ²	plus de 40 Ci/km ²
Surface moyenne (km²)	1 780	144	16	4

Pour aboutir à ces chiffres, 30 séquences prises parmi les 144 de l'étude probabiliste ont été calculées individuellement pour en faire la carte des dépôts. Elles sont réparties tout au long de l'année par un tirage au 1/5^{ème} dans les 144 séquences de Cosyma (en effet, le code ne fournit pas directement les surfaces contaminées dans ses calculs probabilistes ; il ne le fait que pour le calcul d'une seule séquence accidentelle).

¹⁵ Nous utilisons pour ce faire le terme source de l'accident S3 tel qu'il était utilisé avant sa réévaluation autour de 2000. Ce terme source comporte environ 100 fois plus de rejets en césium 137.

Les chiffres cités sont les médianes issues de cet échantillon. Les moyennes, nettement plus élevées, ne sont pas pertinentes pour le scénario de base en raison du rôle excessif qu'elles font jouer aux cas extrêmes.

Dans ce scénario, les normes appliquées en Biélorussie sont adoptées après l'accident si bien que les territoires contaminés au-delà de 15 Ci/km² (555 kBq/m²) sont déclarés zones d'exclusion et que les territoires contaminés entre 1 et 15 Ci/km² bénéficient d'aides diverses. Les surfaces concernées dans ce scénario sont donc (Tableau A4.3.9) :

Tableau A4.3.9 : Zones d'exclusion et zones contaminées (scénario S3D)

	Activité surfacique en césium 137	Surfaces (km ²)
Territoires soustraits à la production	supérieure à 555 kBq/m ²	20
Territoires bénéficiant d'aides	entre 37 kBq/m ² et 555 kBq/m ²	1 924

Nous estimons la valeur de la zone d'exclusion à quelques 10 M€/km² (au-delà de l'indemnisation de l'évacuation/réinstallation). Le coût de la zone d'exclusion est alors de 200 M€, un coût qui reste relativement faible. S'agissant des zones aidées, l'étude s'est basée sur un retour d'expérience, celui de la Biélorussie. Ce dernier a été spécifiquement étudié par le CEPN et se traduit par les aides suivantes (Tableau A4.3.10) :

Tableau A4.3.10 : Aides dans les zones contaminées

	Coûts unitaires	
Solidarité	2 000 € par ha	66%
Soutien aux exploitations agricoles	650 € par ha	21%
Coût environnemental	375 € par ha	12%
Total		100%

Source : CEPN, Note NTE/06/28, pour les coûts unitaires

Solidarité

- + dépenses de santé supplémentaires,
- + primes de risque et autres avantages aux fonctionnaires et aux salariés,
- + actions spécifiques à l'intention des enfants, etc.

Le coût unitaire est basé sur 1 800 € par personne et par an ou encore 150 € par personne et par mois. Avec une densité de 110 h/km², probablement correcte pour le scénario S3D, mais probablement sous-estimée pour un scénario S1.

Soutien aux exploitations agricoles

À titre de comparaison, le soutien total à l'agriculture serait de 20 à 25 milliards d'euros par an, en France. Voir

http://www.oecd.org/document/55/0,2340,fr_2649_33775_36965703_1_1_1_1,00.html, où la moyenne OCDE est de 32% de la production sachant que la production agricole française était de 72 milliards d'euros en 2005.

Gestion de l'environnement

- + décontamination et gestion des déchets
- + suivi de la contamination de l'environnement
- + mesures d'assainissement des eaux, des forêts, des ressources minérales (carrières, sables, graviers) et pertes de production correspondantes

Avec ces chiffres, le coût annuel des territoires bénéficiant d'aides est de (Tableau A4.3.11) :

Tableau A4.3.11 : Coût annuel des territoires bénéficiant d'aides

Coût annuel	%	M€
Solidarité	66%	385
Soutien aux exploitations agricoles	21%	125
Coût environnemental	12%	72
Total	100%	582

Ces montants sont aisément supportables par le budget de la France. Leur prolongation sur de nombreuses années représente, toutefois, un fardeau certain comme l'indique le Tableau A4.3.12 qui donne différents coûts actualisés :

Tableau A4.3.12 : Coût total actualisé des territoires bénéficiant d'aides

Coûts actualisés	M€
sur 30 ans, actualisés à 4%	10 064
sur 30 années supplémentaires, à taux décroissant	4 019
sur 30 années supplémentaires, à taux décroissant	2 219

Source pour le taux d'actualisation : Rapport Lebègue, "Le prix du temps et la décision publique", La Documentation Française, 2005

En réalité, ces subventions devraient décroître avec le temps. Mais comment ? Baisseraient-elles comme la décroissance radioactive du césium 137 ? Simpliste, tant le sujet est politique et symbolique. Pour rester simple, les coûts de la première ligne de ce tableau donnent une évaluation de l'ordre de grandeur du coût social. Cet ordre de grandeur n'est pas une prospective des indemnités qui pourraient être réellement versées.

Au total, le coût des territoires contaminés, pour un scénario S3D, serait de l'ordre de 10 milliards d'euros comme indiqué au Tableau A4.3.13 :

Tableau A4.3.13 : Coût total des territoires contaminés (scénario S3D)

	Activité en Cs 137 (kBq/m ²)	M€
Territoires soustraits à la production	supérieure à 555	200
Aides actualisées sur 30 ans	entre 37 et 555	10 064
Ensemble		10 264

Ce coût est de l'ordre du coût radiologique hors site. Il est élevé, mais il n'est pas insupportable. Il suggère qu'il faudrait approfondir la politique à suivre en matière d'indemnisation des zones moyennement contaminées afin de limiter son coût et de minimiser le coût social, en clair la souffrance des personnes concernées.

III.4.2. L'ACCIDENT MAJORANT

Dans le cas de l'accident majorant, les surfaces concernées figurent dans le Tableau A4.3.14. Elles sont d'une tout autre ampleur :

Tableau A4.3.14 : Répartition des surfaces contaminées (accident majorant, cas de base)

	1 à 5 Ci/km ²	5 à 15 Ci/km ²	15 à 40 Ci/km ²	plus de 40 Ci/km ²	plus de 15 Ci/km ²
Surface moyenne (km ²)	35 544	13 594	7 996	6 070	13 575

Source : Sondage sur 30 séquences déterministes

La surface des zones aidées est multipliée par 25, celle de la zone d'exclusion par 700...¹⁶ Les zones aidées couvrent en moyenne près de 50 000 km² soit 9% de la superficie de la France (552 000 km²), les zones d'exclusion près de 2,5%.

S'agissant des aides, elles se montent à quelques 15 milliards d'euros par an comme l'indique le Tableau A4.3.15, une somme considérable, qui ne serait peut être pas déboursée en réalité, mais qui estime le coût social correspondant.

Tableau A4.3.15 : Coût annuel des territoires bénéficiant d'aides

Coût annuel	%	M€
Solidarité	66%	9 828
Soutien aux exploitations agricoles	21%	3 194
Coût environnemental	12%	1 843
Total	100%	14 864

À partir de là, les mêmes calculs que ceux effectués ci-dessus pour le cas S3D donnent les coûts figurant dans le Tableau A4.3.16 :

Tableau A4.3.16 : Coût total des territoires contaminés (accident majorant, cas de base)

	Activité en Cs 137	M€
Territoires soustraits à la production	supérieure à 555 kBq/m ²	135 750
Aides actualisées sur 30 ans	entre 37 kBq/m ² et 555 kBq/m ²	257 033
Ensemble		392 783

L'ampleur de la question des territoires contaminés apparaît en pleine lumière. De même que les 55 milliards d'euros des évacuations elles-mêmes ne sont pas nécessairement versés aux victimes, les 135 milliards d'euros que représente ici la perte des zones d'exclusion ne sont pas nécessairement déboursés. Ils évaluent seulement le coût social pour les victimes concernées.

Ce coût des territoires contaminés devient le poste nettement dominant des coûts de l'accident majorant et donne à cet accident un caractère tout à fait différent de l'accident de référence S3.

¹⁶ Ces surfaces élevées ne sont probablement pas surévaluées par rapport au modèle, mais plutôt sous-évaluées. En effet, le code donne des répartitions de probabilité qui montrent que notre sondage de 30 séquences ne contient pas les séquences les plus graves (problème des queues de distribution). En revanche, le code ne considère aucun relief, donc aucun obstacle, ce qui amène des surestimations.

III.4.3. LES ZONES URBAINES

Les coûts qui précèdent sont immenses. Mais ils ne prennent en compte que les zones rurales. Si par malheur le panache radioactif venait à frapper durement une zone urbaine, les surfaces ci-dessus ne seraient pas modifiées, mais le nombre des victimes affectées serait beaucoup plus grand. En outre, en raison du rôle de plaque tournante des villes dans l'activité économique, il faudrait analyser beaucoup plus finement les répercussions de la contamination sur l'activité elle-même, y compris les transports et l'industrie ; on ne pourrait plus se contenter d'un raisonnement basé sur les surfaces atteintes. Dans l'une des 144 séquences calculées par le code (et tirée au hasard pour en faire la carte), toute la région parisienne est contaminée au-delà de 40 Ci/km²...

Autrement dit, ces coûts immenses sont très sous-évalués dans les cas les plus défavorables et donc sous-évalués en moyenne, un point qu'il conviendrait d'approfondir.

III.5. COÛT D'IMAGE

III.5.1. EXPORTATIONS AGRO-ALIMENTAIRES

L'effet médiatique d'un tel accident est évidemment dévastateur et la baisse des exportations agro-alimentaires est très forte dans tous les cas, même si la gestion de crise est optimale. Dans le scénario retenu pour l'accident de référence S3, la gestion de crise est supposée parfaite (ce qui est certes optimiste) et, en conséquence, le coût d'image est relativement faible. Dans le présent scénario, la gestion de crise de l'accident majorant ne parvient pas à empêcher une baisse forte de la demande extérieure de produits agro-alimentaires français, aussi bien qu'une baisse forte du tourisme et des autres exportations.

Le Tableau A4.3.17 indique la perte économique (valeur ajoutée) ; elle se répartit sur trois ans :

Tableau A4.3.17 : Coût d'image, exportations agro-alimentaires

Années	%	G€
1	50%	6
2	33%	4
3	16%	2
Total		12

Ce scénario n'est pas totalement enveloppe. Certes une baisse de moitié des exportations est une baisse très forte, mais des baisses encore plus élevées ne peuvent pas être totalement exclues. Par ailleurs, la contamination demeurant, l'effet médiatique n'est pas susceptible de disparaître. On peut donc concevoir une baisse plus durable, par exemple 1 G€ de perte de l'année 4 à, par exemple, l'année 10, voire au-delà.

III.5.2. TOURISME

Comme dans le cas de l'accident de référence S3, l'effet d'image sur l'activité touristique diffère selon l'origine du tourisme. L'ordre de grandeur de la perte est de 21 milliards d'euros qui se répartissent schématiquement comme indiqué dans le Tableau A4.3.18 :

Tableau A4.3.18 : Coût d'image, réductions de l'activité touristique

Années	Tourisme national		Tourisme européen proche		Tourisme international lointain		Total G€
	%	G€	%	G€	%	G€	
1	20%	2,8	50%	4,2	100%	5,6	12,6
2	10%	1,4	30%	2,5	50%	2,8	6,7
3	0%	0	10%	0,8	20%	1,1	2,0
Total		4,2		7,6		9,5	21,3

Cet effet peut sembler faible, notamment avec 50% seulement de baisse du tourisme européen proche et 20% de baisse du tourisme national la première année (ces chiffres, en effet, sont schématiques ; ils permettent de dégager un ordre de grandeur). Une baisse nettement plus forte ne paraît, toutefois, guère probable sachant qu'un accident à Dampierre, même de grande ampleur, est peu susceptible de contaminer les régions touristiques côtières, notamment la Côte d'Azur, régions qui constituent une forte part de l'activité touristique¹⁷.

III.5.3. AUTRES EXPORTATIONS

Les autres exportations sont nettement plus touchées que dans le cas de l'accident de référence S3. Voici la perte de valeur ajoutée correspondante :

Tableau A4.3.19 : Coût d'image, autres exportations

Années	%	G€
1	10%	11
2	6%	7
3	3%	3
Total		22

Elles pourraient l'être plus encore. Ce poste mériterait d'être approfondi compte tenu de son poids dans l'effet d'image.

¹⁷ On pourrait aussi objecter que la baisse de tourisme national n'est pas une baisse de demande extérieure et que des effets de substitution sont probables, la dépense touristique se reportant sur d'autres dépenses. Mais on peut aussi interpréter la baisse indiquée comme un transfert du tourisme national vers du tourisme à l'étranger, notamment proche, la perte étant alors non compensée.

III.5.4. LE COÛT D'IMAGE TOTAL

Le coût d'image total comporte les coûts directs qui viennent d'être évoqués augmentés de leurs effets indirects. Ceux-ci sont calculés de la même façon que pour un effet d'image moins conséquent par application des coefficients de propagation dans l'économie d'un effet direct unitaire (Tableau A4.2.8). Au total, l'ensemble se résume comme indiqué au Tableau A4.3.20 :

Tableau A4.3.20 : Coût d'image total (accident majorant)

Coût d'image	G€
Exportations agricoles	12
Tourisme	21
Autres exportations	22
Effets indirects	74
Total (arrondi)	130

L'effet d'image est donc considérable, environ 5 fois plus important que pour l'accident de référence S3. Néanmoins, il ne semble pas être surestimé, et ce pour les raisons suivantes :

1. le poste « Autres exportations » est susceptible d'être plus élevé ;
2. les baisses d'exportations ont été considérées sur trois ans, mais il est possible qu'elles se prolongent au-delà, notamment parce que la contamination des territoires fera parler d'elle pendant longtemps, les médias revenant régulièrement sur le sujet, notamment à l'occasion des dates anniversaires, mais aussi dans des sujets plus approfondis du type journalisme d'investigation ;
3. enfin, d'autres effets d'image purement économiques pourraient jouer un rôle non négligeable, par exemple : baisse des investissements étrangers en France, baisse de la Bourse provoquant une baisse de consommation, etc.

Par ailleurs, des effets d'image non purement économiques, tels que la baisse de prestige de la France au plan mondial, pourraient avoir des conséquences économiques.

III.6. EFFETS SUR LE PARC

Dans ce scénario, l'effet sur le parc touche l'ensemble des REP dont la durée de vie est ramenée de 40 ans à 30 ans. L'augmentation de coût est très nette, par rapport à la seule réduction de durée de vie des 900 MWe, notamment parce que les réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe produisent plus et sont plus jeunes. La Figure A4.3.3 présente le coût de cette réduction de durée de vie selon l'année de l'accident :

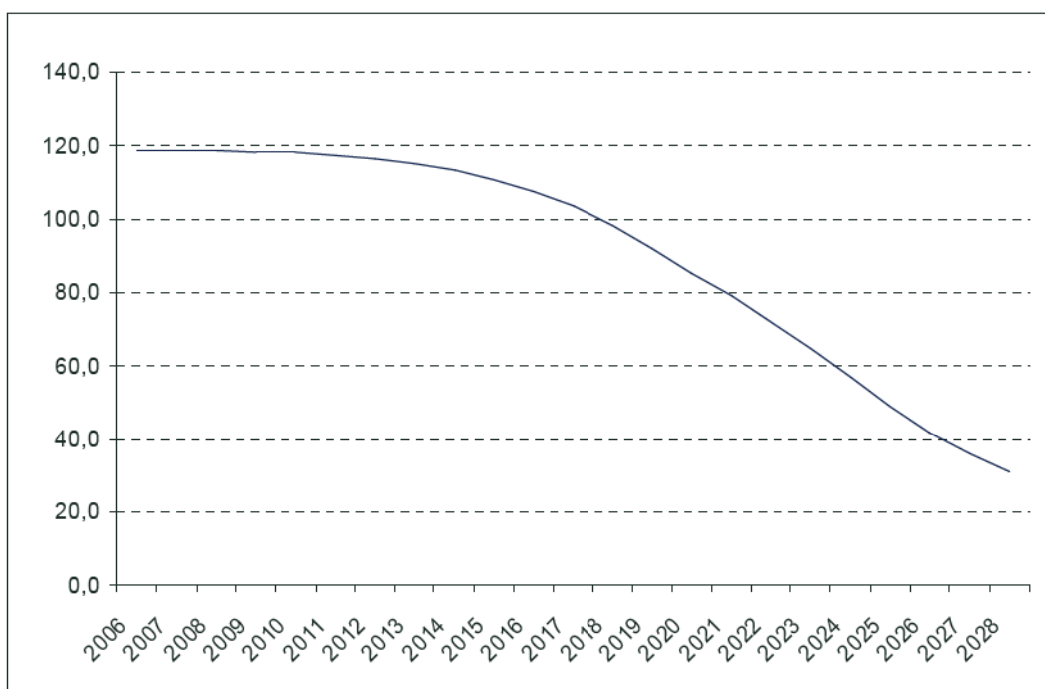


Figure A4.3.3 : Coût en milliards d'euros de la réduction de la durée de vie de tous les réacteurs nucléaires, de 40 ans à 30 ans, en fonction de la date de l'accident¹⁸.

On retient une valeur moyenne de 90 G€ pour l'effet sur le parc. Dans les huit premières années de cette courbe, le parc hors 900 MWe enregistre une perte de 77 G€ de profits non réalisés. Ces chiffres offrent une première estimation simple de l'ordre de grandeur des effets de l'accident sur le parc dans le cas de l'accident majorant S1, estimation cohérente avec celle de l'accident de référence S3. Ils négligent les perspectives d'exportation de l'industrie nucléaire française dans un contexte éventuel de renaissance du nucléaire.

¹⁸ L'accident survient au Blayais, centrale moyenne au sein du programme de construction des 900 MWe.

III.7. EFFETS INDIRECTS

Le présent scénario considère que la baisse de production agricole la première année ne peut pas être compensée par la production nationale. On considère de façon simplifiée qu'elle n'est *aucunement* compensée la première année, mais qu'elle est ensuite totalement compensée. L'effet négatif dû à cette perturbation de 25 G€ (production agricole perdue la première année) vaut 37 G€ (voir Tableau A4.2.8 pour l'effet indirect des productions agricoles).

L'effet négatif de l'accident sur l'économie des régions touchées est indéniable. La baisse de production dans les zones d'exclusion ainsi que sur les zones moyennement contaminées est nette (elle est prise en compte dans les coûts des territoires concernés). Dans ce contexte, le chantier de nettoyage sur site a un faible effet compensatoire. Les effets négatifs indirects sont compensés par l'effet de relance de la réinstallation des évacués et par les travaux effectués dans les zones aidées. Les subsides distribués dans ces zones vont aussi dans ce sens, même si ces subsides ne sont pas à la hauteur du détriment subi. Confrontées à de grandes difficultés financières, les autorités (peut-être renouvelées après des mouvements politiques de grande ampleur) doivent prendre des décisions très fortes de relance économique régionale et nationale. Par souci de simplification, on ne retient pas d'effet indirect négatif.

Le remplacement anticipé du parc a un effet d'entraînement double du remplacement des seuls 900 MWe. On retient le chiffre de 6 milliards d'euros.

Un effet de déprime générale est probable, comme lorsque la baisse de moral des patrons entraîne le report des investissements productifs. Ce sujet mériterait d'être approfondi dans l'optique de la gestion de crise, car les montants correspondants pourraient représenter un enjeu conséquent. Dans le cadre simplifié des présentes estimations, nous ne sommes pas en mesure d'estimer les déterminants de cet effet ni d'en proposer une quantification

L'effet indirect total est donc de quelques 31 G€ dont l'essentiel a lieu sur les 4 premières années. Cet effet paraît colossal, mais il ne couvre pas la baisse de moral évoquée ci-dessus – qui pourrait avoir des effets de grande ampleur.

III.8. LE COÛT TOTAL DE L'ACCIDENT MAJORANT

Le Tableau A4. suivant reprend les estimations détaillées ci-dessus :

Tableau A4.3.21 : Coût total (accident majorant, cas de base)

Milliards d'€	
Coûts sur site	10
Nettoyage	4,5
Remplacement	5,0
Autres	0,5
Coûts radiologiques hors site	107
Effets sanitaires à court terme	0
Contremesures d'urgence optimales	2,6
Sous-optimalité des contremesures	3,5
Évacuations sans retour	44,5
Effets sanitaires à long terme	19,2
Interdictions alimentaires	36,7
Coût des territoires contaminés	393
Territoires soustraits à la production	136
Territoires bénéficiant d'aides	257
Coût d'image	130
Exportations agricoles	12
Tourisme	21
Autres exportations	22
Effets indirects	74
Effets sur le parc	90
10 ans de vie en moins sur les REP	90
Effets indirects	31
Interdictions alimentaires	37
Remplacement du parc 900 MWe	-6
Total (arrondi)	760

Cette somme énorme représente environ 45 points de PIB et quelques 19 années de croissance française ! Si l'accident de référence S3 faisait passer l'accident technologique au rang de catastrophe naturelle de grande ampleur, l'accident majorant S1 l'amène au niveau des plus grandes catastrophes géopolitiques.

La structure des coûts apparaît dans le Tableau A4.3.22 :

Tableau A4.3.22 : Structure des coûts (accident majorant, cas de base)

Coûts sur site	1%
Coûts radiologiques hors site	14%
Territoires contaminés	52%
Coût d'image	17%
Effet sur le parc	12%
Effets indirects	4%
Total arrondi	100%

Au contraire de l'accident de référence S3, cet accident marquerait toute la population pendant au moins une génération la confrontant à des défis majeurs. Les conséquences sont tellement considérables qu'il est difficile de prévoir l'évolution d'un pays confronté à un tel désastre.

IV. VARIABILITÉ

Les deux chapitres précédents estiment les coûts du scénario de base retenu pour l'accident de référence S3 et l'accident majorant S1. Le présent chapitre examine les variations possibles des coûts dans d'autres scénarios, notamment un scénario nettement favorable et un scénario nettement défavorable. Les paramètres varient et, par conséquent, le coût de l'accident varie. On peut ainsi repérer la plage de variation du coût et les paramètres les plus critiques de ce point de vue.

IV.1. L'ACCIDENT DE RÉFÉRENCE S3

Le scénario retenu pour l'accident de référence S3 aboutit à un coût total de 70 milliards d'euros essentiellement constitués de l'effet sur le parc (35 G€) et du coût d'image (27 G€). Un cumul de conditions favorables ou défavorables pourrait conduire à des valeurs de 40 G€ et 200 G€ soit un rapport de 1 à 5. Ces deux valeurs extrêmes ne sont pas des limites absolues, mais plutôt des ordres de grandeur des centiles 5% et 95% de la distribution du coût. Elles permettent de mieux situer la valeur de 70 G€ proposée comme estimation du scénario probable. Ces valeurs extrêmes sont établies comme suit.

Le scénario favorable, à 40 milliards d'euros, est le suivant :

- l'accident se produit vers la fin de vie du parc des 900 MWe. L'effet sur le parc est donc faible, peu de réacteurs étant concernés. Le coût de remplacement de l'énergie non produite sur le site est également faible. L'effet parc peut ainsi descendre à 10 milliards d'euros (voire moins) et le coût sur site à 4 milliards d'euros, l'ensemble représentant une baisse de coût de 27 milliards ;
- la population accepte l'application des normes minimales en cas d'accident. Le coût radiologique hors site descend en-dessous 100 M€ pour devenir presque négligeable. Le coût est réduit de 3 milliards d'euros supplémentaires ;
- le coût d'image étant déjà minimal dans le scénario de base, il ne peut pas être significativement réduit.

À l'opposé, le scénario défavorable correspond à un coût très élevé :

- la durée de vie des réacteurs a été prolongée à 60 ans et l'accident se produit à une date tardive. La date étant tardive, l'augmentation du prix du gaz (toujours à 5% par an) rend le remplacement de l'électricité nucléaire par la filière gaz nettement plus coûteux. Si, malgré la date tardive de l'accident, tous les 900 MWe sont encore pleinement touchés, perdant tous 10 ans de durée de vie (vers 2028), on conçoit que le coût de remplacement soit nettement plus élevé. L'effet parc est alors d'environ 120 G€. Cette somme colossale pourrait encore être plus élevée si les prix du gaz s'envolaient encore plus ou si la puissance publique décidait d'une réduction de 15 ou 20 ans de la durée de vie des réacteurs 900 MWe. Ce scénario n'est donc pas le plus pénalisant ;
- l'effet d'image est plus fort que dans le cas de base : la réduction des exportations agricoles est deux fois plus importante, la réduction du tourisme et des autres exportations est trois fois plus grande. Au total, avec les effets indirects, le coût d'image se monte alors à 74 milliards d'euros. Cet effet d'image est considérable, mais il pourrait être encore plus élevé si d'autres effets d'image, comme une baisse des investissements étrangers, étaient significatifs ;

- les coûts de nettoyage et de démantèlement sont supérieurs de 50% à ceux qui ont été estimés et le prix du gaz augmente plus rapidement que prévu. Le coût sur site monte alors à 12 G€ ;
- enfin, les conditions météorologiques sont défavorables (centile 95% de la distribution) entraînant des coûts radiologiques environ doubles de ceux du scénario de base.

Ce scénario pénalisant dépasse les 200 milliards d'euros, soit près de trois fois plus que le scénario de base. Cette rapide analyse de variabilité est résumée dans le Tableau A4.41 :

Tableau A4.4.1 : Sensibilité du coût de l'accident de référence

	Base	Cas favorable		Cas pénalisant	
	G€	G€	commentaire	G€	commentaire
Coûts sur site	7,0	4		12	
Nettoyage	3,6	2,7	-25%	5,4	+50%
Remplacement	2,9	1,0	accident tardif	6,0	prix du gaz élevé
Autres	0,5	0,3	-50%	0,5	+25%
Coûts radiologiques hors site	3,1	0		6	
Effets sanitaires à long terme	0,1	89 M€	normes minimales	0,2	météo défavorable
Interdictions alimentaires	3,1	8 M€	normes minimales	6,2	météo défavorable
Coût d'image	27	27		74	
Exportations agricoles	3	3		6	+100%
Tourisme	3	3		9	+200%
Autres exportations	5	5		15	+200%
Effets indirects	16	16		44	
Effets sur le parc	35	10	accident tardif	120	60 ans pour les 900 MWe, accident vers 2028
Effets indirects	-3	-1		-6	
Total arrondi	70	40		205	

Le poste le plus sensible est l'effet sur le parc sur lequel il convient de s'arrêter :

- nous avons utilisé une approche simple – la durée de vie des 900 MWe passe de 40 ans à 30 ans (dans le cas de base, de 60 à 50 ans dans un cas pénalisant). Elle permet de mettre en évidence le rôle crucial de ce poste. Elle ne permet pas d'en comprendre le mécanisme. Une étude approfondie devrait envisager d'autres scénarios d'effet parc et d'autres scénarios d'accident (par exemple : des accidents moins graves, des accidents survenant hors de France...). Elle devrait dégager les grands déterminants de ce poste de coût et indiquer comment le réduire autant que possible ;
- nous n'avons pas pris en compte, dans cet effet parc, les possibles répercussions d'un accident sur l'effet de serre. Une étude approfondie devrait envisager cet aspect et comparer plusieurs solutions de remplacement du parc actuel ce qui dépassait le cadre de la présente étude. Il est néanmoins possible d'estimer que, dans un remplacement du nucléaire par le cycle combiné au

gaz, les coûts du carbone pourraient représenter un tiers des coûts hors effets de serre¹⁹. Cela impliquerait +10 G€ soit +15% du coût total ;

- prendre 10 G€ comme valeur basse de ce poste paraît raisonnable, de façon générale. L'interprétation étroite proposée ci-dessus (la réduction de la durée de vie reste la même mais peu de réacteurs sont touchés, car l'accident se produit en fin de vie de ce parc) n'est pas forcément la plus réaliste ;
- en revanche, il demeure certain que la prolongation de la durée de vie du parc existant induirait une plus grande vulnérabilité sur ce poste, c'est-à-dire une plus grande vulnérabilité de l'électricité française ;
- nous nous plaçons dans une perspective nationale. L'accident aurait des répercussions internationales que nous ne prenons pas en compte mais qui seraient bien réelles.

L'effet parc n'est donc pas un enjeu limité à la gestion de crise au sens classique. Il peut probablement, en effet, être réduit préventivement par diverses mesures. Il peut, surtout, être aggravé par l'extension de la durée de vie des réacteurs. Il reste, évidemment, un enjeu essentiellement politique après un possible accident.

Le coût d'image est aussi un poste de coût sensible et c'est un véritable enjeu, proche de 50 G€. C'est dire l'importance de la gestion de crise dans ce domaine.

En revanche, les coûts radiologiques hors site ne sont pas très sensibles : les conditions météorologiques ne jouent pas un rôle essentiel (+ 3 G€ dans un cas très défavorable) et il nous semble peu réaliste d'espérer que les populations et les distributeurs acceptent les normes minimales (qui feraient baisser le coût de 3 G€).

Cette analyse tend à montrer que l'estimation de 70 G€, loin d'être surévaluée, est plutôt modeste. Dans un cas défavorable, les coûts pourraient être trois fois plus élevés.

¹⁹ Cette estimation se base sur des émissions de 0,43 t de carbone par MWh et sur un coût de 20 €/t en 2010, augmentant de 5% par an.

IV.2. L'ACCIDENT MAJORANT S1

Le scénario retenu pour l'accident majorant aboutit à un coût total de 760 milliards d'euros essentiellement constitués par le coût des territoires contaminés (environ 400 G€) et le coût d'image (130 G€).

IV.2.1. VARIABILITÉ DE LA CONTAMINATION

C'est donc une faible contamination du territoire qui peut alléger sensiblement le coût de cet accident. Ce cas est possible, en fonction de la météo. La répartition des surfaces contaminées que fournit l'analyse de 30 séquences accidentelles est indiquée Figure A4.4.1 :

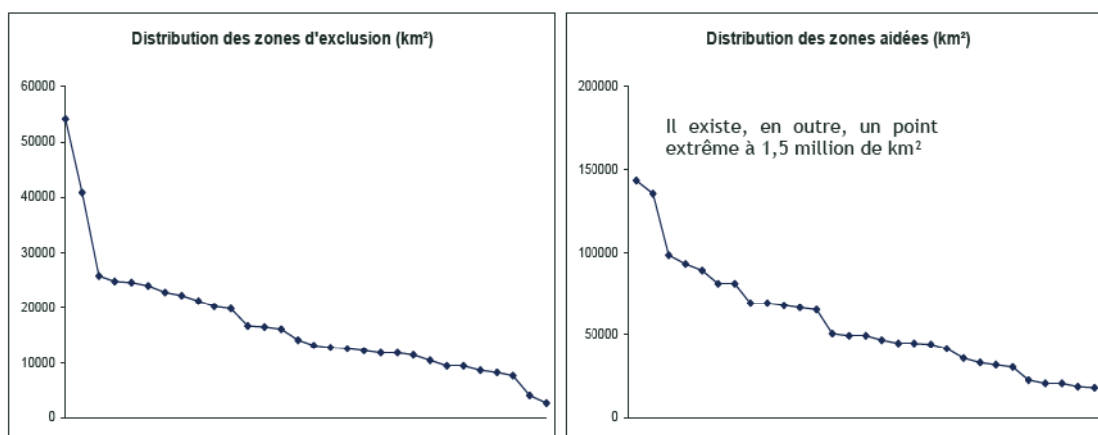


Figure A4.4.1 : Distribution des surfaces contaminées

Les valeurs numériques qui correspondent aux centiles 5% et 95% de la distribution et que l'on peut retenir pour évaluer la sensibilité du phénomène figurent dans le Tableau A4.4.2 :

Tableau A4.4.2 : Répartition des surfaces contaminées (accident majorant)

	Activité en Cs 137 (en kBq/m ²)	Surfaces (km ²)		
		Médiane	Cas favorable	Cas pénalisant
Zones d'exclusion	supérieure à 555	13 575	3 000	47 500
Territoires contaminés	entre 37 et 555	49 138	19 500	840 000
	entre 37 et 185	35 544	15 500	817 000
	entre 185 et 555	13 594	4 000	23 000

Le cas favorable est environ le centile 5% de la distribution, le cas défavorable, le centile 95%.

Un facteur de 16 sépare le cas pénalisant du cas favorable, pour ce qui est des zones d'exclusion ; ce facteur passe à 42 pour les autres zones contaminées. Le phénomène de queue de distribution apparaît clairement, même s'il est plutôt sous évalué par un sondage aléatoire comme celui proposé. Cette grande sensibilité de la contamination aux conditions météorologiques se traduit par les variations de coût suivantes (Tableau A4.4.3) :

Tableau A4.4.3 : Coût des surfaces contaminées (accident majorant)

	Activité du césium 137	Coûts (milliards d'euros)		
		Cas de base	Cas favorable	Cas pénalisant
Zones d'exclusion	supérieure à 555 kBq/m ²	136	30	475
Zones aidées	entre 37 kBq/m ² et 555 kBq/m ²	257	100	4 400
	<i>entre 37 kBq/m² et 185 kBq/m²</i>	<i>186</i>	<i>80</i>	<i>4 280</i>
	<i>entre 185 kBq/m² et 555 kBq/m²</i>	<i>71</i>	<i>20</i>	<i>120</i>

Au total, le coût des territoires contaminés, estimé à environ 400 G€ dans le cas de base, varie entre 130 G€ et 4 875 G€ soit un rapport de 1 à 37. Par rapport au cas de base, ces variations représentent une division par 3 et une multiplication par 12. C'est de l'étendue de la contamination, donc des conditions météorologiques, que provient l'essentiel de la variabilité du coût de l'accident majorant. Les cas extrêmes défavorables sont particulièrement redoutables.

IV.2.2. CAS FAVORABLE

Dans des conditions météorologiques favorables au moment de l'accident, le coût des territoires contaminés n'est plus que de 130 G€ soit environ 260 G€ de moins (-34%) que dans le cas de base. En outre, le coût des évacuations hors des zones d'exclusion est nettement réduit, le nombre de réfugiés baissant de 1,5 millions à quelques 330 000. Le coût correspondant passe de 55 G€ à 10 G€ environ soit une économie supplémentaire de 45 G€ (-6%). Une météo favorable ferait donc baisser le coût de l'accident de 40%.

Le coût radiologique hors site peut également être réduit si les populations acceptent les normes biélorusses, ce qui n'est pas irréaliste dans le contexte catastrophique de l'accident majorant. Dans ces conditions, les coûts sanitaires et les coûts des interdictions alimentaires passent de 56 G€ à 22 G€ soit une économie supplémentaire de 34 G€.

La grande majorité de ce qui vient d'être évoqué ne dépend pas de la gestion de crise, mais des conditions climatiques.

Un poste important sur lequel la gestion de crise peut agir, c'est l'effet d'image. Dans le cas de base, le coût cumulé de la baisse de demande extérieure est estimé à 130 G€. Une gestion de crise efficace dans ce domaine devrait pouvoir faire diminuer ce coût. Dans un cas favorable, le coût d'image pourrait

descendre à 75 G€ sous l'effet combiné de réductions moitié moindres pour les exportations agricoles et pour les autres exportations et 25% moindre pour l'activité touristique. L'économie correspondante est de 55 G€.

Comme dans le cas de l'accident de référence S3, l'effet sur le parc est réduit si l'accident se produit vers la fin de la durée de vie de ce parc. Le coût pourrait ainsi passer de 90 G€ à 30 G€, voire moins, si l'accident survenait nettement après 2025.

Le coût sur site pourrait aussi être réduit dans le cas d'un accident tardif.

Au total, les hypothèses favorables évoquées ci-dessus se résument par le Tableau A4.4.4 suivant qui fait ressortir un coût global d'environ 300 milliards d'euros soit -60% par rapport au cas de base.

Tableau A4.4.4 : Coût total du cas favorable (accident majorant)

	Base	Cas favorable	
	G€		commentaire
Coûts sur site	10	5	
Nettoyage	4,5	3,4	-25%
Remplacement	5,0	1,0	accident tardif
Autres	0,5	0,4	-25%
Coûts radiologiques hors site	106	38	
Effets sanitaires à court terme	0,0	0,0	
Contremesures d'urgence classiques	2,6	2,6	
Sous-optimalité des contremesures	3,5	3,5	
Évacuations sans retour	44,5	11	zone d'exclusion réduite
Effets sanitaires à long terme	19	10	météo favorable + normes
Interdictions alimentaires	37	11	biélorusses acceptées
Coût des territoires contaminés	393	130	
Territoires soustraits à la production	136	30	zone d'exclusion réduite (météo)
Territoires bénéficiant d'aides	257	100	zone contaminée réduite (météo)
Coût d'image	130	75	
Exportations agricoles	12	6	-50%
Tourisme	21	16	-25%
Autres exportations	22	11	-50%
Effets indirects	74	42	
Effets sur le parc	90	30	
idem sur tous les réacteurs français	90	30	accident tardif, effet nul sur le parc de remplacement des 900 MWe
Effets indirects	31	9,0	
effet parc	-6	-2	
interdictions alimentaires	37	11	
Total	760	287	
Total arrondi	760	300	

IV.2.3. CAS DÉFAVORABLE

Les conditions météorologiques très défavorables font que la contamination est beaucoup plus étendue que dans le scénario de base. Les zones d'exclusion sont 3,5 fois plus étendues et les autres surfaces contaminées sont multipliées par 17. Le coût des zones d'exclusion est donc multiplié par 3,5 ainsi que le coût de l'évacuation et de la réinstallation des victimes. Le coût de la contamination est multiplié par 17. En réalité, plus les surfaces contaminées sont étendues, plus la probabilité de toucher une zone urbaine est grande. Par conséquent les évaluations proposées, hors zones urbaines, sont d'autant plus sous-estimées. Le coût total de la contamination approche alors 5 000 milliards d'euros...

Ce coût social astronomique est dû au grand nombre de victimes. En appliquant aux surfaces calculées par le code les densités de population rurales autour de Dampierre, on évalue à plus de 5 millions le nombre de réfugiés des zones d'exclusion, à environ 2,5 millions les personnes en zones fortement contaminées et à 90 millions les personnes habitant des zones moins fortement contaminées. Ces chiffres indicatifs du scénario du pire montrent qu'un bon nombre de victimes seraient situées hors de France.

Compte tenu de l'importance cruciale du phénomène de contamination, il est nécessaire de confirmer ces grandeurs par des études plus précises avec des modèles de diffusion plus modernes et surtout, avec une gamme plus réaliste de termes source. Il faut rester prudent sur ces estimations très élevées.

Autres conditions défavorables, la durée de vie des centrales est prolongée à 60 ans et l'accident se produit vers les années 2028. Comme pour l'accident S3, tous les REP sont entièrement atteints par une baisse de 10 ans de leur durée de vie et les coûts de remplacement sont environ trois fois plus élevés qu'en 2006. Le coût correspondant passe à 360 G€ (trois fois l'impact le plus élevé, voir III.6). Cela correspond à un surcoût de 270 G€ ou encore à une multiplication par quatre de l'effet parc.

Enfin, les coûts sur site sont plus élevés de moitié et les coûts d'image de 35%. Cette accumulation de conditions défavorables est résumée dans le Tableau A4.4.5 suivant :

Tableau A4.4.5 : Coût total du cas défavorable (accident majorant)

	Base	Cas pénalisant	
	G€		commentaire
Coûts sur site	10	15	
Nettoyage	4,5	6,8	+50%
Remplacement	5,0	8,0	prix du gaz élevé
Autres	0,5	0,6	+25%
Coûts radiologiques hors site	106	281	
Effets sanitaires à court terme	0,0	0,0	
Contremesures d'urgence classiques	2,6	2,6	
Sous-optimalité des contremesures	3,5	3,5	
Évacuations sans retour	44,5	163	zone d'exclusion étendue
Effets sanitaires à long terme	19	38	météo défavorable
Interdictions alimentaires	37	73	météo défavorable
Coût des territoires contaminés	393	4 875	
Territoires soustraits à la production	136	475	zone d'exclusion étendue (météo)
Territoires bénéficiant d'aides	257	4400	zone contaminée étendue (météo)
Coût d'image	130	176	
Exportations agricoles	12	18	prolongation sur 10 ans
Tourisme	21	33	prolongation sur 10 ans
Autres exportations	22	25	prolongation sur 2 ans
Effets indirects	74	100	
Effets sur le parc	90	360	60 ans de vie pour les REP, accident vers 2028
idem sur tous les réacteurs français	90		
Effets indirects	31	50	
effet parc	-6	-24	
interdictions alimentaires	37	74	
Total	760	5 757	
Total arrondi	760	5 800	

Le poste le plus sensible, et de très loin, pour l'accident majorant, est le coût de la contamination. Ce n'est pas fondamentalement un enjeu de gestion de crise, car, une fois le terme source S1 fixé, l'ampleur de la contamination dépend des conditions météorologiques. Les actions que les autorités pourront mettre en œuvre dans ce domaine seront susceptibles d'indemniser partiellement les victimes, mais non de réduire le détriment subi par ces victimes et par l'ensemble de la Nation.

L'effet sur le parc est le second poste susceptible d'alourdir la facture d'un accident déjà insupportable dans le cas de base. Il conviendrait d'étudier cet aspect de façon plus approfondie.

Enfin, l'effet d'image demeure, en termes économiques, l'enjeu le plus important de gestion de la crise.

Au total, le coût de l'accident majorant S1 est beaucoup plus variable que celui de l'accident de référence S3. Les conditions météorologiques pourraient le faire baisser de moitié, mais surtout, pourraient le multiplier par un facteur voisin de 7. Le coût proposé, à 760 milliards d'euros n'est donc pas surévalué par rapport à l'aléa météorologique. Avec ce chiffre de base, nous avons suggéré que les conséquences sont tellement considérables qu'il est difficile de prévoir l'évolution d'un pays confronté à un tel désastre. C'est encore plus vrai quand on considère un cas plus grave que le scénario de base.

V. IMPLICATIONS POUR LA SÛRETÉ

V.1. L'ACCIDENT GRAVE COÛTE TRÈS CHER AU PAYS

L'accident de fusion du cœur avec rejets coûte donc, d'après les estimations présentées dans les chapitres précédents, entre 40 G€ (S3, cas favorable) et 6 000 G€ (S1, cas défavorable). Dans le cas le plus défavorable, l'accident n'est pas maîtrisé au plan technologique, se déroule avec une météo très défavorable et laisse une traînée radioactive vaste et durable sur le territoire français et européen. L'événement est historique. Il constitue un handicap considérable pour l'économie et entraîne le déclin probable de vastes régions. À l'opposé, dans le cas le plus favorable, l'accident est maîtrisé au plan technologique, au plan de ses répercussions sur la production française d'électricité et au plan de l'image exportatrice de la France.

Même dans ce cas de figure favorable, la facture reste élevée puisqu'elle vaut quelques 2% du PIB ou encore plus de 10 réacteurs EPR.

La priorité déjà accordée à la prévention des accidents graves est donc entièrement justifiée par l'analyse économique. Elle s'est traduite notamment par les exigences de sûreté imposées à l'EPR d'« éliminer en pratique » les accidents de fusion du cœur avec rejets précoces et massifs ce qui est clairement conforté par les estimations de coûts présentées ci-dessus.

V.2. LA VICTIME DE L'ACCIDENT, C'EST L'ÉCONOMIE FRANÇAISE

L'accident même grave ne sera pas aussi spectaculaire que d'autres catastrophes.

Il n'y aura probablement pas de mort immédiate en-dehors du site et peut-être pas de mort non plus sur site. Les leçons de l'accident de Tchernobyl sont probablement tirées sur ce point. On se rappelle que la majorité des morts de cet accident se trouvaient sur le site la nuit de la catastrophe. Ces victimes ont sans doute agi par héroïsme, mais aussi par ignorance, notamment les services de secours. Même dans le cas majorant, les morts dues à l'irradiation et à la contamination résultant de l'accident seront décalées dans le temps et ne seront pas décelables dans les statistiques. Avec l'accident majorant, on peut attendre 14 000 cancers mortels dus au panache avec application de contre-mesures optimales, entre 5 000 et 10 000 dus à l'impossibilité d'appliquer ces contre-mesures optimales et quelques 4 000 dus à l'ingestion de denrées très peu contaminées. Ce qui donne un total de 25 000 morts environ étalées sur de nombreuses années, soit moins de 1 000 cancers radio induits par an la plupart des années concernées. Ces chiffres se comparent à quelques 150 000 décès annuels par cancer actuellement. L'augmentation sera donc généralement inférieure à 1% de la masse des autres cancers. Dans le cas de l'accident de référence S3, les victimes directes et visibles seront les agriculteurs touchés par le boycott des produits contaminés. Ce seront des victimes économiques plus que des victimes sanitaires²⁰. Ainsi, les coûts considérables de l'accident seront, en majorité, des coûts « diffus », répartis entre tous les agents économiques : les exportateurs, ceux dont l'activité est liée à

²⁰ Même si on peut anticiper que le système médiatique tendra à mettre en avant des agriculteurs atteints, d'une façon ou d'une autre, dans leur santé.

l'export, les consommateurs d'électricité. Et pourtant, le coût sera important. C'est l'économie française dans son ensemble qui sera la réelle victime.

Dans le scénario le plus pénalisant (S1 avec conditions météorologiques défavorables), malgré l'existence de victimes identifiables et réelles, avant tout les personnes déplacées des zones d'exclusion et celles qui continueront à vivre sur des territoires contaminés, le problème sera global, national, voire européen et mondial.

V.3. PRIORITÉ À LA PRÉVENTION DE L'ACCIDENT MAJORANT

Les estimations de coût de l'accident permettent de mieux comprendre les bénéfices de la sûreté. Elles doivent, toutefois, être utilisées avec discernement. Par exemple, un facteur de coût de 11 sépare l'accident majorant de l'accident de référence S3. On pourrait donc en déduire, de façon simpliste, que les fonds consacrés à la sûreté doivent garantir que l'accident majorant est 11 fois moins probable que l'accident de référence. Mais ce rapport de coûts passe à 29 quand on compare les scénarios défavorables de ces deux accidents. Ne faudrait-il pas plutôt prendre ce rapport en compte ?

En réalité, les deux accidents sont de nature profondément différente et résumer cette réalité par la simple comparaison de deux chiffres passe sous silence ce contre quoi la sûreté protège. Les priorités de sûreté doivent indiquer comment comparer, non pas seulement deux coûts, mais des vulnérabilités très différentes : d'un côté un avenir délicat pour le nucléaire et des années sombres pour les exportations françaises, de l'autre un marquage profond et durable d'une partie non négligeable du territoire avec des conséquences considérables.

Soulignons à nouveau que l'accident majorant est ingérable en raison de son ampleur (ampleur des coûts, mais aussi nombre de réfugiés, volumes de déchets, besoins de suivis et de mesures de la contamination, conséquences politiques nationales, conséquences internationales, etc.). En outre, contrairement à l'accident de référence S3, la solidarité nationale ne sera pas en mesure d'amortir la perturbation due à l'accident majorant S1.

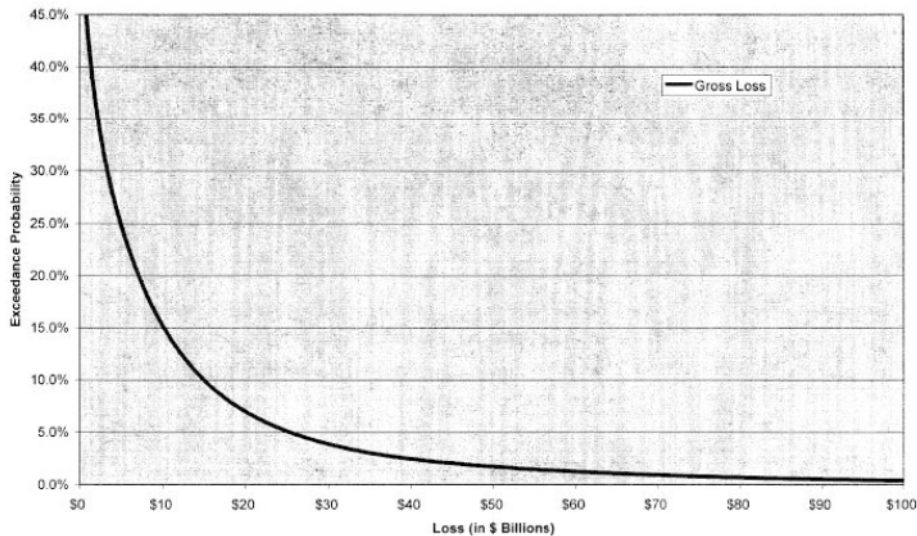
Une autre manière d'exprimer cette différence est de souligner qu'il y a le coût et l'acceptabilité du coût. Une personne privée est généralement capable d'amortir les incidents ordinaires de l'existence, par exemple des tôles froissées dans un incident de la circulation. Elle n'est souvent pas en mesure d'assumer les conséquences d'un gros accident, par exemple un grave accident de la route dont elle serait la cause. C'est pourquoi elle s'assure, même si le risque est faible et le coût de l'assurance élevé, la mutualisation entre assurés étant organisée par la compagnie d'assurance. Dans le cas du nucléaire, l'accident de référence S3 est encore supportable économiquement même s'il est lourd, mais un accident de type S1 ne l'est pas.

V.3.1. QUE FERAIT UN ASSUREUR CONFRONTÉ AU RISQUE D'ACCIDENT GRAVE ?

La comparaison avec l'assurance est intéressante dans la mesure où c'est le secteur d'activité spécialisé dans la gestion des risques en général. Voici, schématiquement, quelle serait la démarche d'un assureur :

1. établir la courbe du risque ;
2. évaluer le SMP, le sinistre maximum possible ;
3. proposer une série de tranches d'assurance.

La courbe du risque donne la répartition de probabilité des dommages. La Figure A4.5.1 en donne un exemple pour les cyclones et tornades dans le Sud-est des États-unis :



Exceedance Probability Curve for Florida (entire FHCF portfolio) for Insured Losses from Hurricanes up to \$100 Billion

Sources: Wharton Risk Center - FHCF Data 2005; simulation by RMS

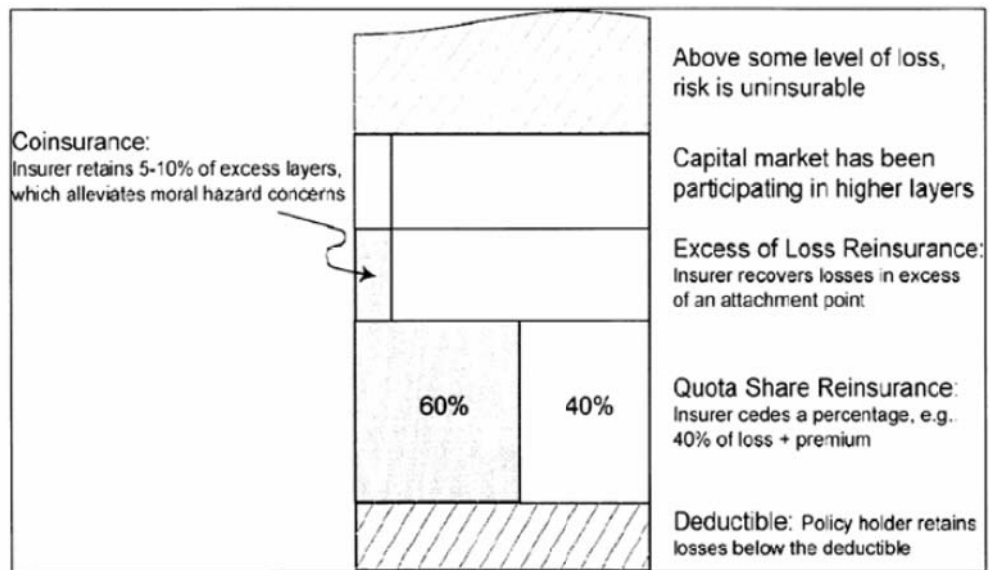
Figure A4.5.1 : Exemple de courbe de risque

(Disponible à http://opim.wharton.upenn.edu/risk/library/Report_on_Phase_I.pdf)

L'évaluation du sinistre maximum possible serait précisément l'étude de l'accident majorant effectuée ci-dessus. Elle permet de caler la queue de distribution du graphique ci-dessus.

À partir de ces données, l'assureur, ou plutôt le secteur de l'assurance et de la réassurance, proposerait une série de tranches d'assurance qui permettrait de distribuer le risque entre divers acteurs. En général, l'assuré porte lui-même une partie du risque par le biais d'une franchise, souvent élevée dans les risques industriels. L'assureur porte une partie du risque et transfère les tranches supérieures vers un réassureur qui peut lui-même se tourner vers le secteur financier mondial²¹. Cette répartition peut être schématisée comme présenté dans la Figure A4.5.2 :

²¹ Cette opération porte le nom de titrisation. Elle consiste à proposer à des investisseurs des titres portant intérêt, mais dont le remboursement est soumis à la non-réalisation de l'événement couvert (d'autres formules sont possibles). Ces titres peuvent intéresser des capitaux à la recherche de diversification, car l'événement couvert est, en principe, non relié aux risques financiers habituels.



Source: Lalonde, David, "Risk Financing" in P. Grossi and H. Kunreuther (editors) (2005), *Catastrophe Modeling: A New Approach to Managing Risk*, New York: Springer.

Figure A4.5.2 : Schéma de la distribution d'un risque entre divers acteurs

Ce schéma (Figure A4.5.2) indique qu'au-dessus d'une certaine limite, le risque est inassurable. C'est précisément le cas du nucléaire pour lequel les assurances proposées sont très faibles au regard des estimations ci-dessus (70 G€ pour S3, 760 G€ pour S1). Le rôle de la prévention apparaît, à nouveau, comme primordial.

Établissons maintenant une courbe du risque d'accident de fusion du cœur avec rejets.

V.3.2. UNE COURBE DE RISQUE POUR LES ACCIDENTS GRAVES

Pour établir la courbe de risque, représentons les courbes de répartition du risque pour l'accident de référence S3 et pour l'accident majorant S1 d'abord séparément, pour les regrouper ensuite sur un même graphique. Notons qu'il s'agit de représentations que l'on peut qualifier de plausibles, permettant de fixer les idées et de poser les problèmes.

Le scénario moyen de l'accident de référence S3 correspond à une perte sociale de 70 G€. Un scénario favorable, que nous assimilons au centile 5%, vaut 40 G€. Un scénario défavorable, assimilé au centile 95% vaut 200 G€. Le graphique suivant (Figure A4.5.3) présente une répartition plausible de ce risque dans le cas où l'accident de référence (S3) se produit, c'est-à-dire une courbe de risque conditionnelle :

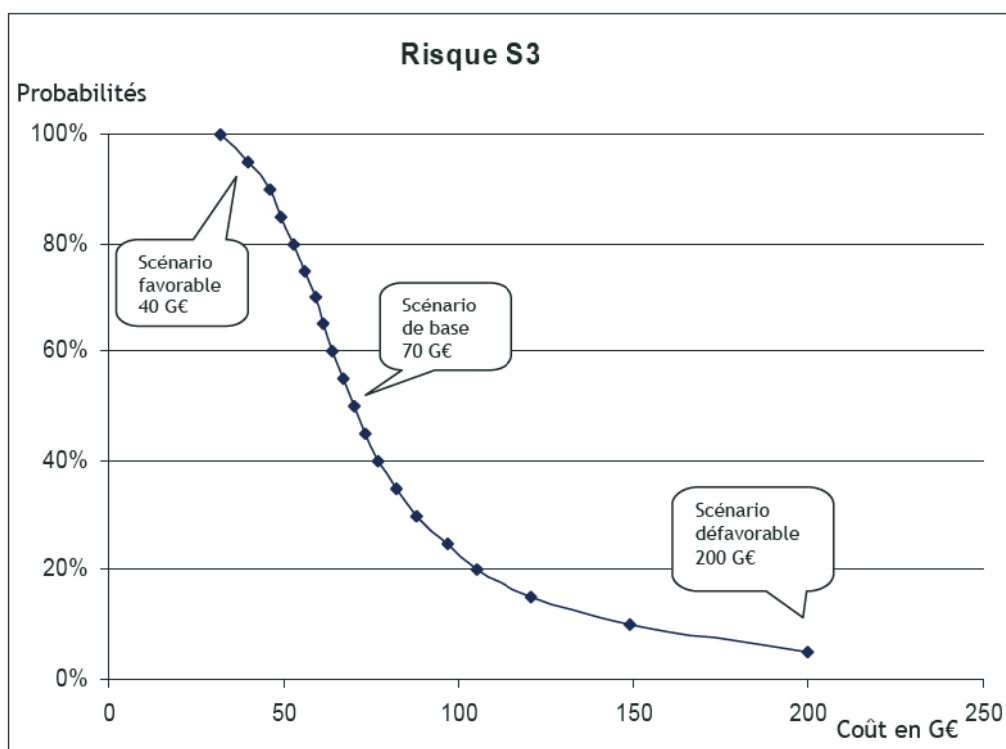


Figure A4.5.3 : Répartition plausible des coûts engendrés par un accident de type S3 (courbe de risque conditionnelle)

Pour l'accident majorant S1, la répartition pourrait être celle indiquée par la Figure A4.5.4 :

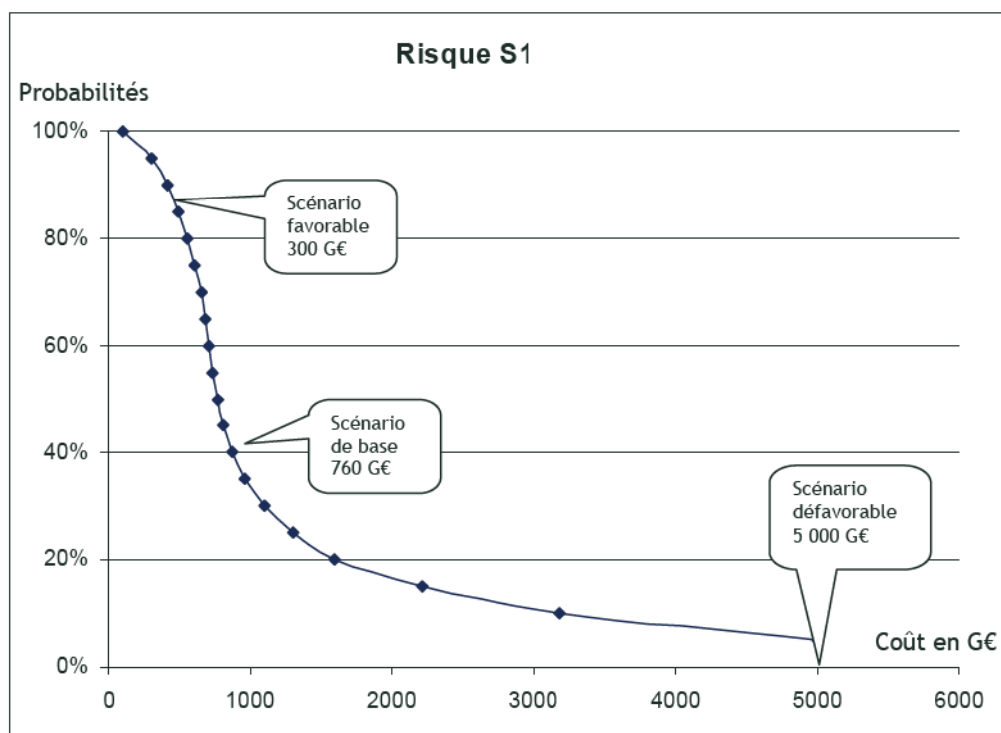


Figure A4.5.4 : Répartition plausible des coûts engendrés par un accident de type S1 (courbe de risque conditionnelle)

Calons maintenant ces deux courbes conditionnelles sur des probabilités plausibles pour les deux accidents, à savoir 10^{-5} pour l'accident de référence (S3) et 5.10^{-7} pour l'accident majorant (S1) soit 20 fois moins que l'accident de référence (Figure A4.5.5) :

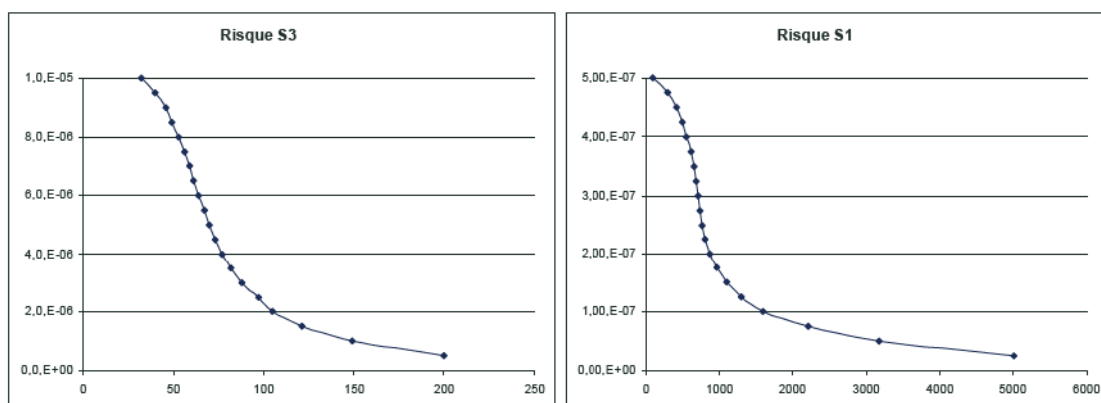


Figure A4.5.5 : Courbes des risques S1 et S3 (non conditionnelles)

Pour positionner ces deux courbes sur un même graphique, le plus commode est d'utiliser un graphique log-log (Figure A4.5.6) :

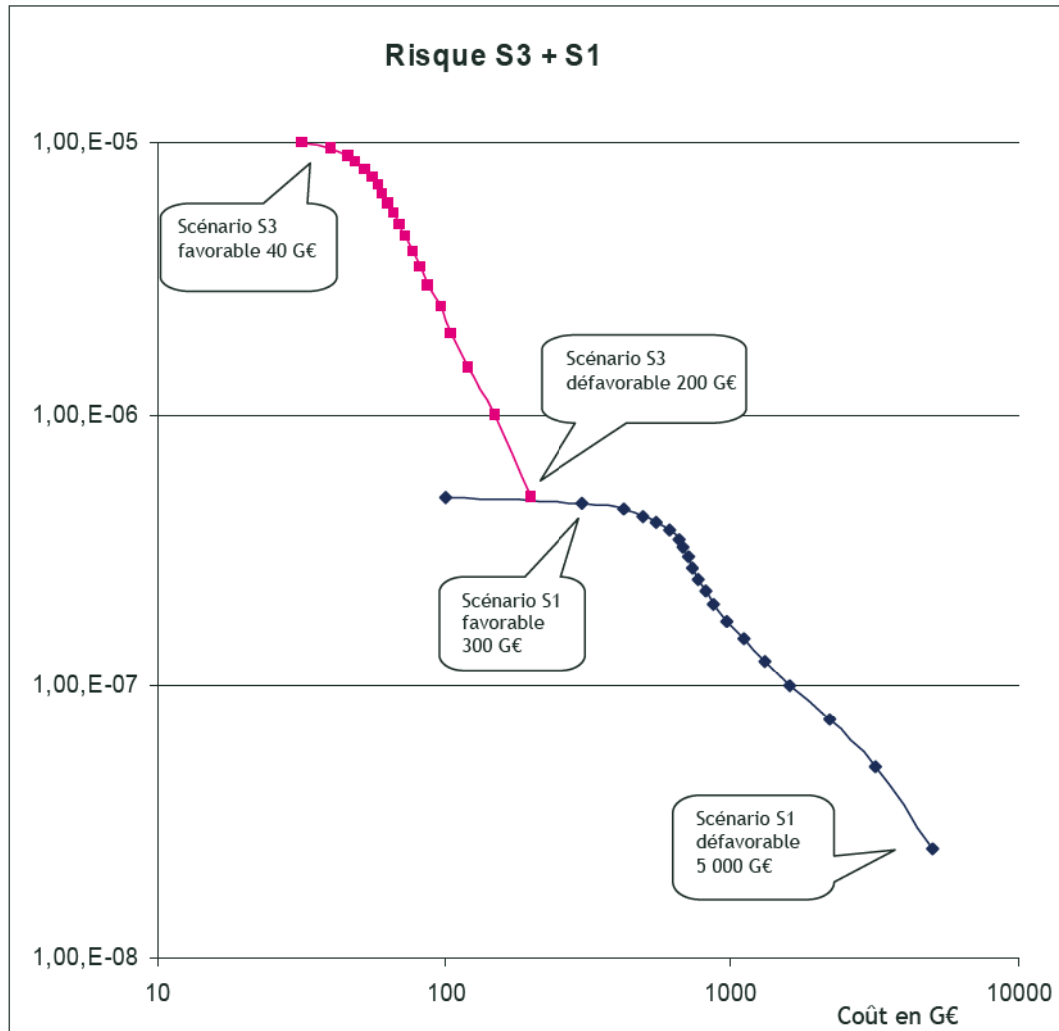


Figure A4.5.6 : Courbe du risque S3 + S1

Sur ce graphique, les deux accidents ressortent clairement séparés. Il est légitime de supposer qu'il existe des accidents intermédiaires. Compte tenu de la configuration des courbes, le plus simple est de supposer que la courbe complète du risque enveloppe ces deux courbes dans une droite comme indiqué sur la Figure A4.5.7 ci-après :

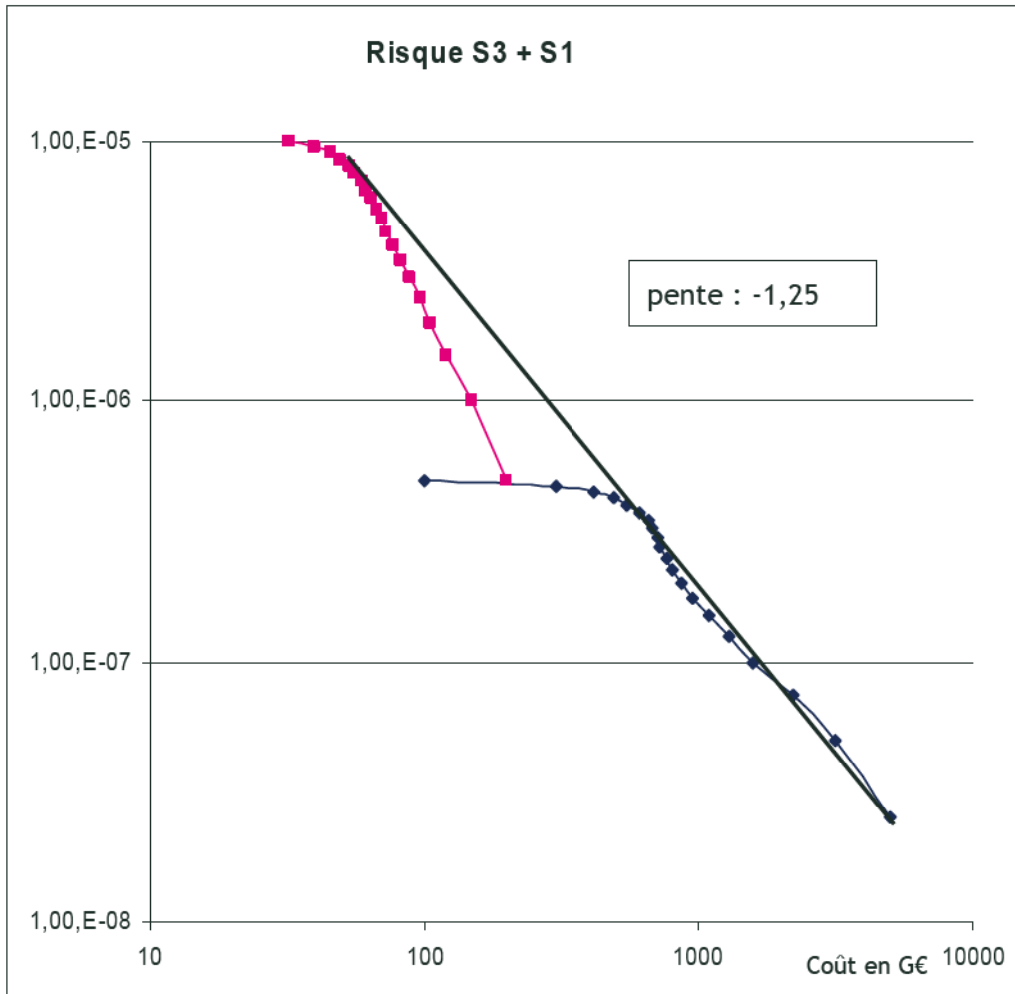


Figure A4.5.7 : Courbe simplifiée du risque total

Ce graphique simplifié a le mérite de représenter simplement les risques à traiter. Il pourrait être précisé et affiné par des études plus poussées. Envisageons maintenant les choix possibles dans ce graphique.

V.3.3. LES MÉTRIQUES D'ACCEPTABILITÉ DU RISQUE

Le diagramme ci-dessous (Figure A4.5.8) présente un exemple de l'approche classique de l'acceptabilité des risques²² :

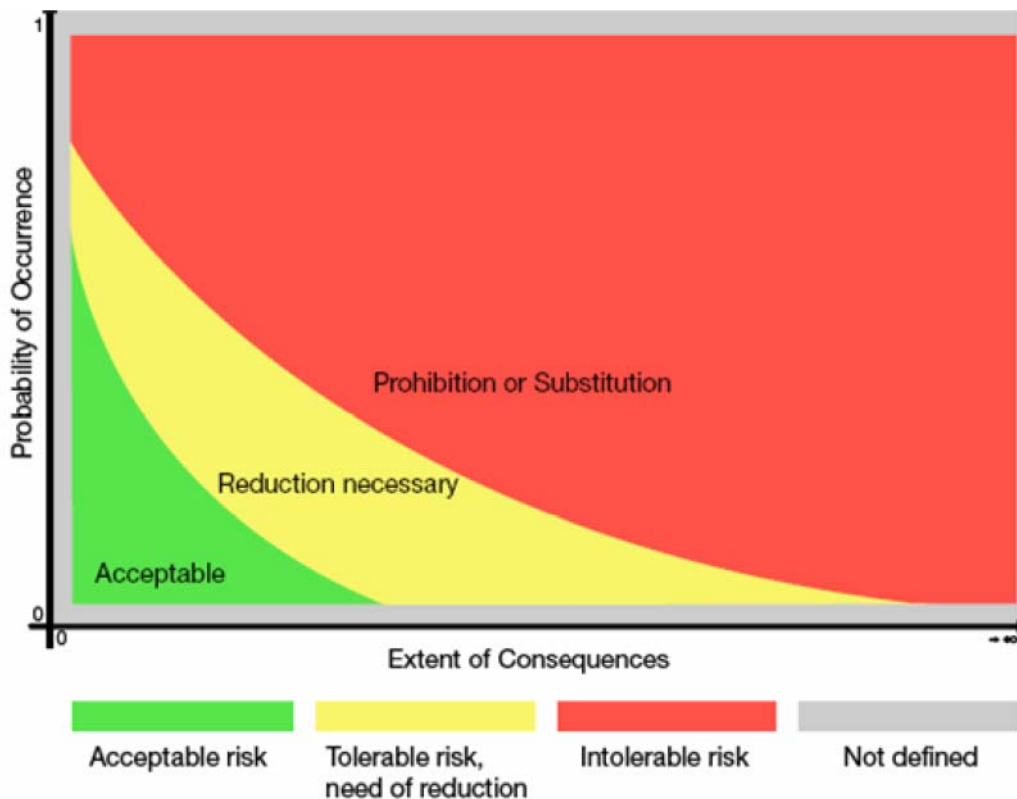


Figure A4.5.8 : Exemple de traitement de l'acceptabilité des risques

Dans ce graphique, la zone inacceptable est en rouge et implique que, si l'on ne peut pas garantir une sûreté meilleure, il faut substituer une autre technologie moins risquée (*"Prohibition or Substitution"*).

Il est possible de représenter des courbes de choix semblables à celle de ce graphique (Figure A4.5.8) sans pour autant fixer de limite absolue – toujours discutable et pas nécessairement souhaitable. La première métrique à considérer est l'espérance mathématique de perte. Cet indicateur range les risques en fonction de la grandeur $p.C$ où p est la probabilité et C le coût moyen. C'est implicitement la grandeur à la base de l'indicateur efficacité-sûreté envisagé par Électricité de France. Les courbes de choix sont des courbes $p.C = Cte$, courbes qui déterminent l'ensemble des points équivalents du point de vue de cet indicateur de choix. Dans un diagramme log-log, ces courbes sont des droites de pente -1. Dans le graphique ci-dessous (Figure A4.5.9), le sens de la flèche est le sens croissant de l'indicateur, c'est-à-dire le sens croissant de l'inacceptabilité du risque.

²² International Risk Governance Council 2005, White paper, [Risk Governance, Towards an Integrative Approach](#), pp. 36-37

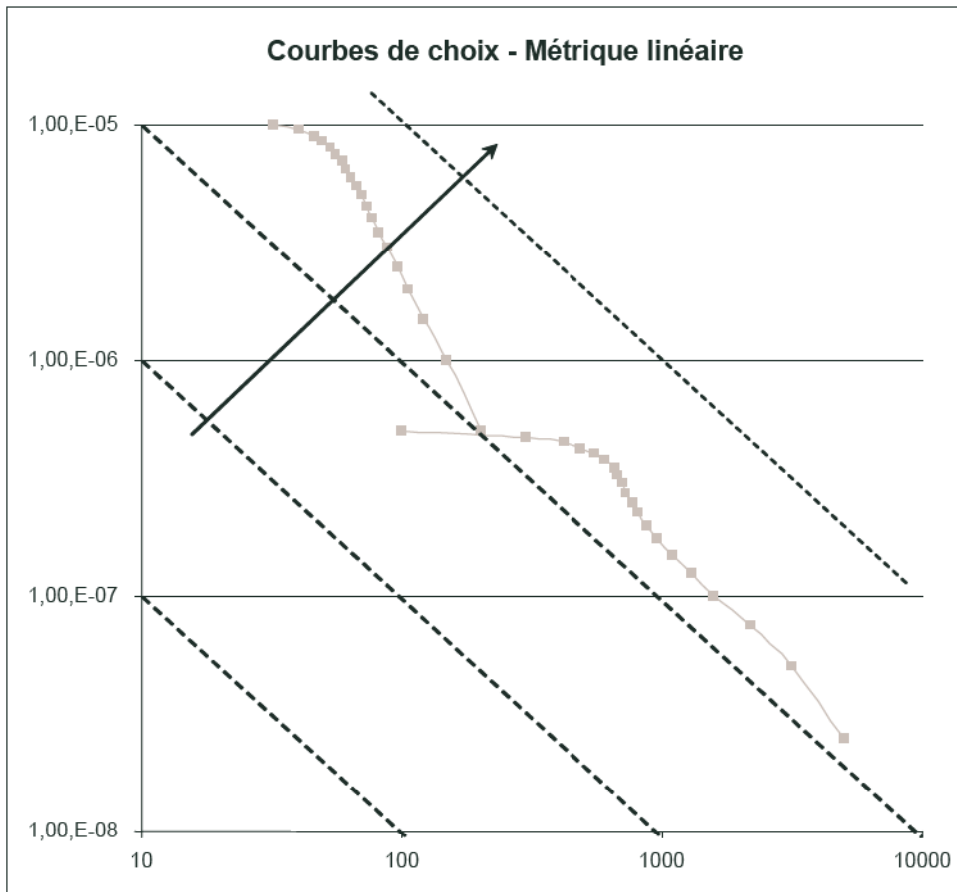


Figure A4.5.9 : Courbes de choix, métrique linéaire

Il existe d'autres métriques. Les Hollandais souhaitent comparer l'ensemble de leurs installations à risques, y compris les installations de protection contre l'inondation (digues et écluses), les usines chimiques, l'aéroport d'Amsterdam, etc. Ils ont mis en place un indicateur simple qui repère la gravité du risque par le nombre de morts et non par le coût (parce que celui-ci est difficile à estimer et n'est pas toujours disponible). Cet indicateur a pour but de prendre en compte à la fois :

- le risque individuel représenté par la probabilité de chaque citoyen de mourir en raison d'un accident (inondation, avec le traumatisme des milliers de morts des inondations de 1953, accident nucléaire, accident d'avion dans les environs de l'aéroport d'Amsterdam, environs qui sont fortement urbanisés, etc.) ;
- le risque sociétal qui prend en compte l'aversion de la société pour les gros accidents. C'est ainsi que le corps social « accepte » en France de nombreux accidents de la route qui font plusieurs milliers de morts par an, mais ressent une forte aversion pour les accidents d'avions de ligne qui font, « d'un seul coup », plusieurs dizaines de morts voir plusieurs centaines. Et ceci s'observe même si, au total, les accidents d'avions tuent beaucoup moins de Français par an que les accidents de la route.

En Hollande, la règle d'acceptabilité d'un scénario d'accident comporte deux critères qui doivent être satisfaits tous les deux :

- le risque individuel doit rester inférieur à 10^{-6} ;
- le risque sociétal doit rester inférieur à $10^{-3} / N^2$ où N est le nombre de tués.

L'encadré ci-dessous montre que le risque individuel est d'abord dominant, mais qu'à partir de 30 morts environ (32 exactement), c'est le critère sociétal qui devient dominant.

<i>Risque sociétal</i>	
Nombre de morts	Probabilité maximum
10	$1,00 \cdot 10^{-5}$
20	$2,50 \cdot 10^{-6}$
30	$1,11 \cdot 10^{-6}$
40	$0,63 \cdot 10^{-6}$
50	$0,40 \cdot 10^{-6}$

À partir de ce seuil, l'indicateur n'est plus linéaire en fonction de la gravité, mais quadratique. Dans le cas qui nous occupe, une métrique quadratique correspond à des courbes de choix ayant pour équation $p \cdot C^2 = \text{Cte}$. Dans un diagramme log-log, ces courbes sont représentées par des droites de pente -2 comme visualisé dans la Figure A4.5.10.

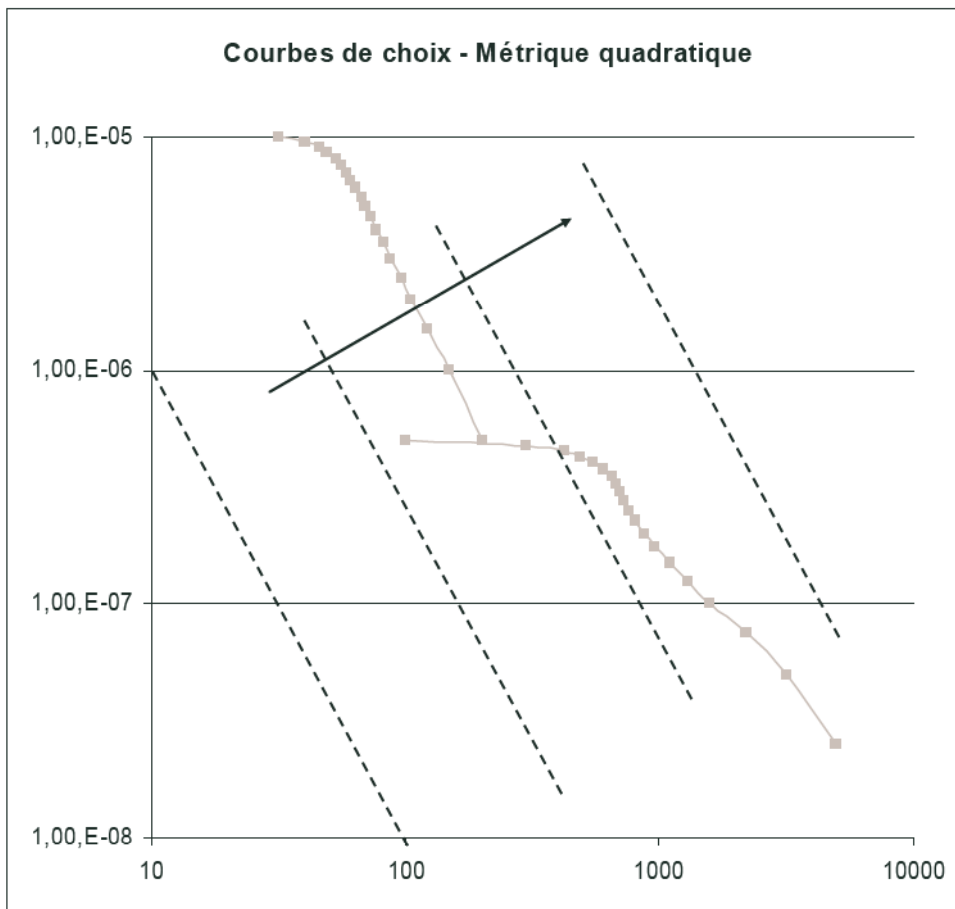


Figure A4.5.10 : Courbes de choix, métrique quadratique

Dans le cas des risques « ordinaires », ni trop rares ni trop onéreux, le critère de choix doit être celui de l'espérance de perte. C'est la pratique des assurances. Elle a prouvé sa valeur pratique. Elle est justifiée par la loi des grands nombres. Pour les risques extrêmes, il n'en est pas ainsi. Les coûts sont immenses et ne peuvent en aucun cas être traités par la loi des grands nombres. Les probabilités n'ont pas le statut de fréquences, mais plutôt celui de probabilités bayésiennes, c'est-à-dire d'informations élaborées a priori, sans expérience statistique de l'événement. Par conséquent, le critère de l'espérance de perte ne s'impose pas sur la base de raisonnements mathématiques et l'on est fondé à examiner d'autres critères, comme par exemple un critère de choix quadratique.

Comme dans le cas hollandais, la métrique retenue doit incorporer ces deux aspects. Les courbes de choix correspondent à $n = 1$ dans la zone des risques ordinaires, non figurée dans le graphique ci-dessus, pour prendre des pentes plus fortes dans la zone des risques extrêmes, seule figurée ci-dessus.

V.3.4. LES CHOIX DE SÛRETÉ SELON DIVERSES MÉTRIQUES

Toutes les métriques de choix en $p.C^n$ sont représentées, dans un graphique log-log, par des droites de pente $-n$, avec $n \geq 1$. Trois cas sont à envisager par rapport à l'exposant n (voir Figure A4.5.11 où l'on se rappelle que la pente de la droite en trait gras est de $-1,25$) :

1. $n < 1,25$: dans ce cas, proche de $n = 1$, la priorité de la sûreté doit être l'accident de référence S3 ;
2. $n > 1,25$: dans ce cas la priorité de la sûreté doit être l'accident majorant ;
3. $n = 1,25$: dans ce cas, il n'y a pas de priorité, les fonds alloués à la sûreté doivent être répartis de façon proportionnée entre les deux accidents.

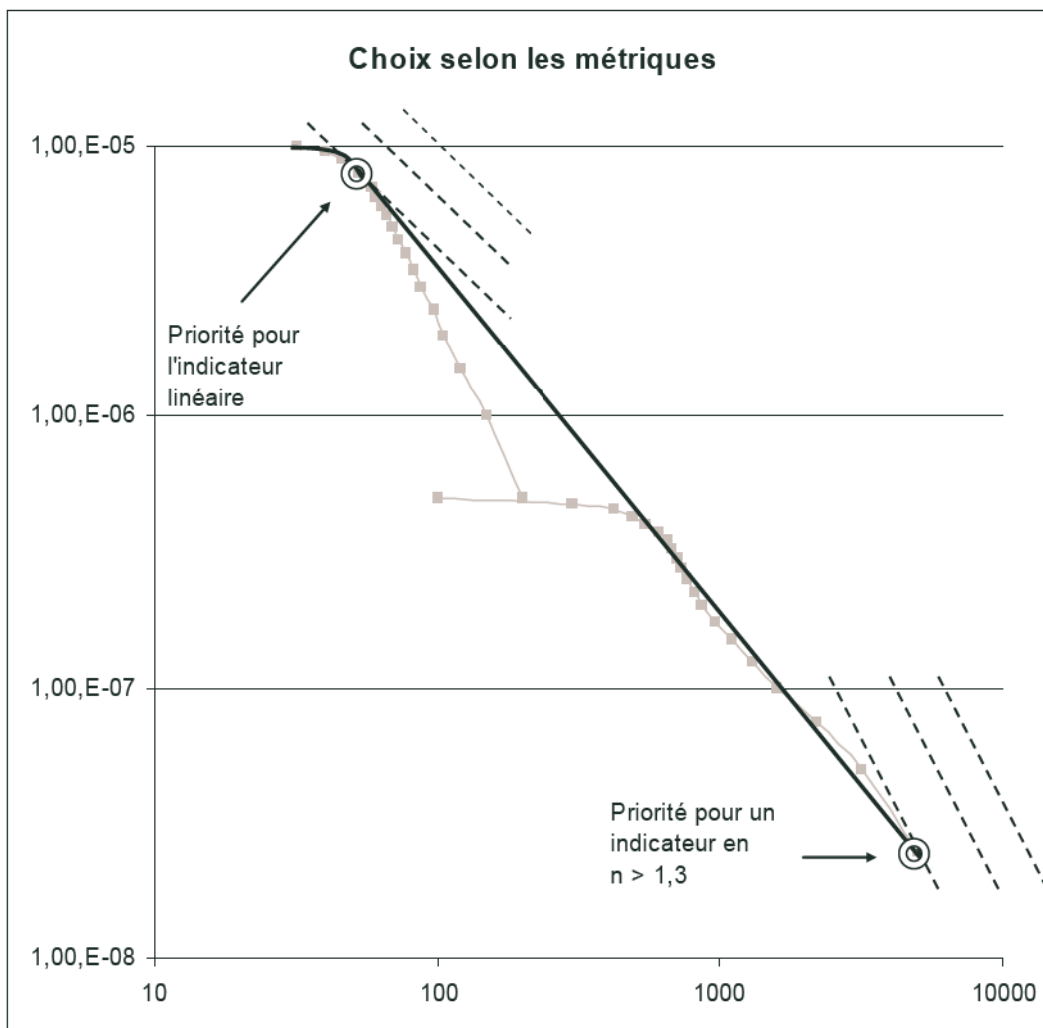


Figure A4.5.11 : Priorité d'allocation des ressources selon les métriques

En termes théoriques, $n = 1$ correspond à une position de neutralité par rapport au risque, alors que $n > 1$ indique une certaine aversion pour le risque. L'ensemble de la communauté de la sûreté nucléaire montre très clairement une forte aversion au risque, aversion parfaitement justifiée comme nous

l'avons vu, mais qui ne serait pas représentée avec une métrique linéaire. Une métrique quadratique, voire une valeur de n plus élevée semble mieux correspondre au consensus existant sur l'aversion relative au risque.

Examinons maintenant la portée pratique des choix possibles.

Dans le cas d'une métrique linéaire, la priorité va à la prévention de l'accident S3 comme le montre la Figure A4.5.11 ci-dessus. Cette disposition pourrait se traduire par le raccourci suivant : « *Priorité à la prévention de S3 au motif que, si S1 est 11 fois plus coûteux que S3, il est toutefois 20 fois moins probable* » (ce sont ici les chiffres de notre exemple plausible ; la courbe de risque réelle devrait être précisée à partir des EPS de niveau 2). Abaisant les probabilités de S3 de diverses valeurs, on trouve ici que, pour ce critère, S3 devient équivalent à S1 dès que sa probabilité est divisée par 2 environ (ramenant le rapport des probabilités au rapport des coûts) et qu'il n'est plus prioritaire ensuite.

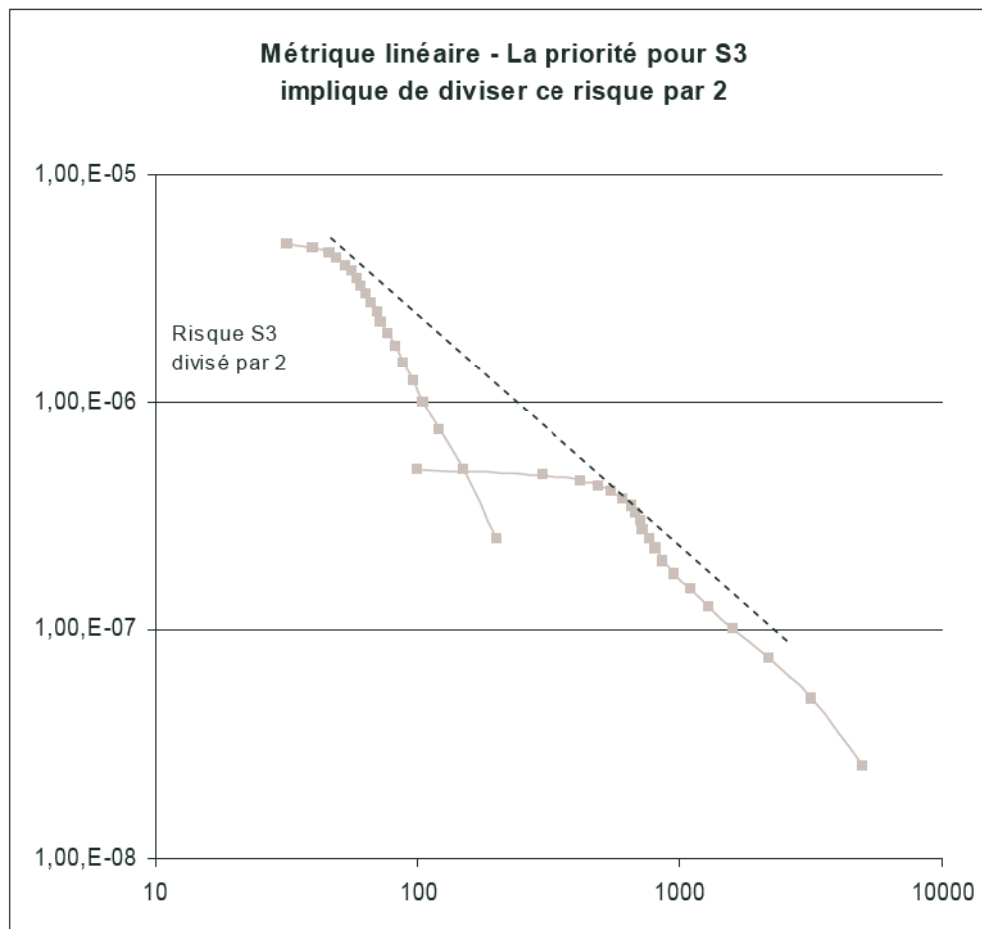


Figure A4.5.12 : Implications de la métrique linéaire

Dans le cas d'une métrique quadratique, la priorité va à la prévention de l'accident S1 (Figure A4.5.11). Le raccourci correspondant serait ici : « *Priorité à la prévention de S1 pour la bonne raison que si l'espérance perte de S1 est, en effet, inférieure à celle de S3, on ne peut se contenter, en présence d'un accident aussi considérable, de raisonnements neutres au risque, et que le risque est très nettement plus inacceptable que S3* ». Divisant alors la probabilité de S1, on constate qu'une division de la probabilité par 6 rend équivalent les deux accidents, à l'exception de la queue de distribution de S1 (voir Figure A4.5.13). Celle-ci ne disparaît totalement des priorités que si le risque est divisé par un facteur de 100 environ.

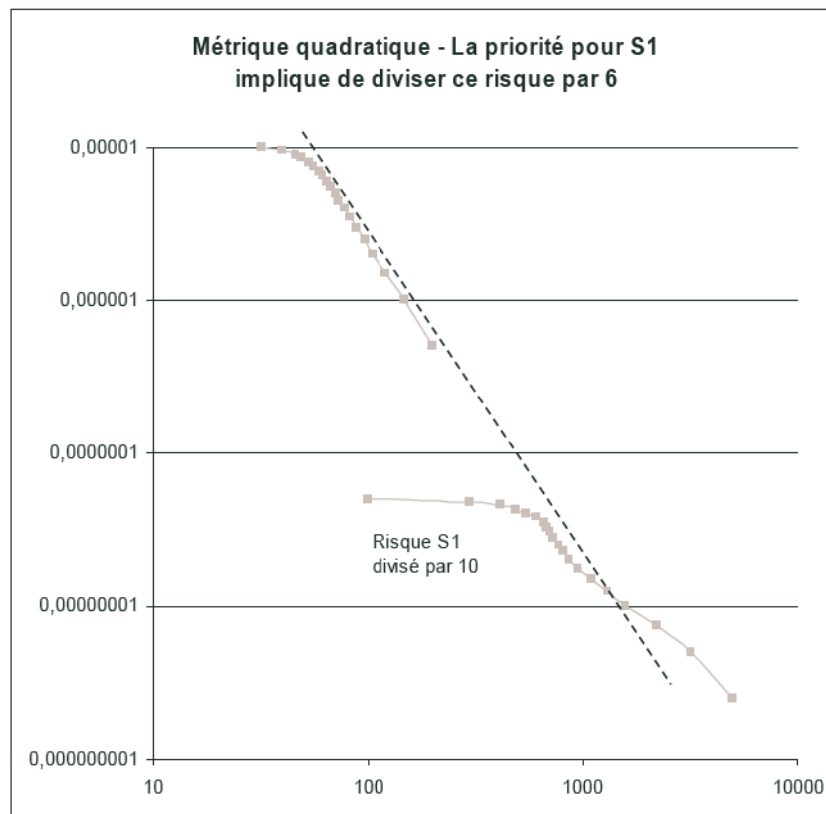


Figure A4.5.13 : Implications de la métrique quadratique

Au-delà de cette réduction de la probabilité d'occurrence de S1, les fonds de sûreté doivent être alloués de façon proportionnée entre les deux accidents de sorte que les deux courbes de risque restent tangentes à une même droite de choix. Cette tangente commune s'abaisse, grâce à l'investissement de sûreté, d'une quantité dy et l'on a :

$$dy = d[\log(p_3)] = d[\log(p_1)]$$

Ce qui donne :

$$dp_3 / dp_1 = p_3 / p_1$$

Les améliorations marginales dp doivent être proportionnelles aux probabilités d'accident et non aux coûts.

Notons ici que cette propriété est générale ; elle ne dépend pas de n . On peut préciser :

$$dp_3 / dp_1 = p_3 / p_1 = C_1^n / C_3^n.$$

Dans le cas de la métrique linéaire, et seulement dans ce cas :

$$dp_3 / dp_1 = p_3 / p_1 = C_1 / C_3,$$

propriété qui n'est valable qu'*après que les accidents S3 et S1 aient été rendus équivalents* au regard de la métrique considérée.

Dans le cas de la métrique quadratique, l'allocation des fonds destinés à améliorer la sûreté suit donc deux phases distinctes :

1. Phase 1 : les fonds sont consacrés à l'amélioration de S1. Le rapport p_3 / p_1 , supposé voisin de 20 aujourd'hui dans l'exemple que nous développons, doit d'abord passer à 120 avec la priorité donnée à la prévention de S1 pour la métrique quadratique. (Cet exercice néglige, à ce stade, la queue de distribution ; il indique que celle-ci devrait être mieux précisée).
2. Phase 2 : les investissements de sûreté visent ensuite à la fois S3 et S1. Les améliorations dp_1 et dp_3 qui en résultent sont telles que dp_3 soit environ 120 fois plus élevé que dp_1 . Ce qui signifie, en pratique, une priorité aux actions d'amélioration de S1, mais pas une priorité absolue. Dans cette phase, un diagramme rangeant les améliorations individuelles de sûreté, leurs coûts figurant en axe des x et leurs gains de probabilité en axe des y (comme proposé par Électricité de France), doit décaler les axes y pour S3 et S1 d'un facteur 120. En gardant toutefois à l'esprit que le jugement ne porte pas fondamentalement sur des améliorations de sûreté individuelles, mais sur le risque résiduel après application de l'ensemble de toutes les actions de sûreté, ce qui inclut un *programme* de modifications, mais aussi la pratique de la sûreté dans tous ses aspects.

Dans le cas de la métrique linéaire, les améliorations de sûreté doivent d'abord faire diminuer p_3 par deux environ ce qui ramène le rapport p_3 / p_1 à 10 environ ; ensuite, les améliorations de sûreté doivent assurer que dp_3 est dix fois plus élevé que dp_1 . Les axes sont décalés d'un facteur 10.

Enfin, dans le cas où n serait précisément égal à 1,25, l'allocation des fonds serait proportionnée entre S1 et S3 dès le premier euro. L'efficacité de l'allocation des ressources de sûreté impliquerait d'assurer que le rapport dp_3 / dp_1 soit égal au rapport des probabilités, soit à 20 dans notre exemple, et non pas au rapport des coûts, voisin de 11 d'après nos estimations. Mais adopter une métrique correspondant à $n = 1,25$ ne correspondrait à aucune rationalité autre que le constat de la position relative des risques des deux accidents aujourd'hui.

S'agissant du choix de la métrique, plusieurs remarques peuvent être proposées :

1. La métrique de choix adoptée devrait, idéalement, être établie en interrogeant les responsables nationaux sur leurs choix (des méthodes permettent de repérer les critères de choix de décideurs, en particulier les niveaux de prudence qu'ils jugent justifiés). À notre sens, les diverses décisions prises sur la scène nationale et internationale depuis 10 ans vont très clairement vers des choix de forte prudence.
2. Comme nous l'avons suggéré, une métrique plus réaliste que les exemples des graphiques ci-dessus comporterait des valeurs de n égales à 1 jusqu'à un certain seuil, celui où l'on entre dans les événements extrêmes, puis seraient des courbes dont les pentes n iraient croissant avec les coûts C . En particulier, si la pente était de 1,25 au voisinage de l'accident S3, elle devrait néanmoins être sensiblement plus élevée au voisinage du scénario de base S1. La priorité à la prévention de S1 serait alors conservée.

On pourrait concocter une métrique de choix avec n croissant et qui serait tangente aux courbes de risques des deux accidents (en négligeant la queue de distribution de S1). Cela rendrait cohérent le choix de répartir les investissements entre S1 et S3 dès le premier euro. Cette approche nécessiterait que n soit voisin de 1 au voisinage de S3 (en tous cas nettement inférieur à 1,25) ce qui paraît très irréaliste.

VI. CONCLUSIONS

Les principales conclusions de cette étude sont synthétisées dans ce chapitre. Les principales limites des estimations proposées et de leurs implications pour la sûreté sont présentées, ainsi que quelques pistes d'approfondissement.

VI.1. PRINCIPAUX RÉSULTATS

L'étude évalue le coût de l'accident de référence S3 à 70 milliards d'euros dans son scénario de base. C'est là une somme considérable pour un accident technologique, une somme qui amène cet accident au niveau des grandes catastrophes récentes telles que le tremblement de terre de Kobé, le cyclone Katrina ou encore les attentats du 11 septembre 2001 à New York.

En termes de coûts, les répercussions sur le parc électronucléaire français arrivent en tête (46%) suivies de la réduction des exportations françaises (39%). S'y ajoutent les coûts sur le site accidenté (10%) et les coûts radiologiques hors site (moins de 5%). Les effets sanitaires sont « faibles ». Aucun territoire n'est fortement contaminé après l'accident.

Ce coût pourrait être réduit, essentiellement si l'accident se produisait vers la fin de vie du parc des 900 MWe. Il pourrait être nettement augmenté si, au contraire, la durée de vie du parc était augmentée. Si l'image exportatrice de la France était mal gérée, des baisses d'exportations plus fortes doivent être redoutées. Au total, dans ces conditions défavorables, les coûts pourraient être multipliés par 3. Le coût de base de 70 milliards d'euros s'inscrit donc dans une plage entre 40 et 200 milliards d'euros.

L'étude évalue le coût de l'accident majorant S1 à 760 milliards d'euros dans son scénario de base soit 11 fois plus que l'accident de référence S3. Cette somme énorme représente environ 45 points de PIB et quelques 19 années de croissance française. La conséquence majeure en termes de coût est la contamination du territoire : 2,5% du territoire sont en zone d'exclusion (un coût estimé à 135 milliards d'euros) et surtout, 9,5% du territoire sont en zones contaminées à plus de 1 Ci/km². Le coût social de cette contamination est évalué à 15 milliards d'euros par an, sur la base du retour d'expérience de la Biélorussie, des coûts qui se cumulent pour un total actualisé de plus de 250 milliards d'euros. L'ampleur de la question des territoires contaminés apparaît en pleine lumière. Cette contamination majeure et durable représente plus de la moitié du coût de l'accident, à près de 400 milliards d'euros. Le second poste de coût de l'accident majorant est le coût d'image qui se monte ici à 130 milliards d'euros soit 17% du coût total de l'accident. Viennent ensuite les coûts radiologiques hors site. Avec une hypothèse de boycott des aliments contaminés, le nombre de cancers mortels radio induits se monte à 25 000 en moyenne.

Une météo favorable au moment de l'accident ferait baisser le coût de l'accident de 40% en réduisant les surfaces contaminées et le coût des relogements. En revanche, avec des conditions météorologiques très défavorables, les zones d'exclusion sont 3,5 fois plus étendues, les autres surfaces contaminées sont multipliées par 17, et le coût total de la contamination approche 5 000 milliards d'euros... Ce coût social astronomique est dû au grand nombre de victimes calculées par le code Cosyma : plus de 5 millions de réfugiés des zones d'exclusion, environ 2,5 millions de personnes en zones fortement

contaminées et 90 millions en zones moins fortement contaminées. Ces chiffres indicatifs du scénario le plus pénalisant montrent qu'une part sans doute significative des victimes serait située hors de France. Ainsi, dans le cas de l'accident majorant S1, les conditions météorologiques décident en grande partie du sort de millions de personnes et de l'avenir du pays. Prenant en compte les autres facteurs de variabilité, le coût de l'accident majorant peut descendre à 300 milliards d'euros mais peut aussi atteindre 5 800 milliards d'euros.

En résumé, si l'accident de référence S3 est d'un coût très élevé, il reste gérable, alors que l'accident majorant S1 est ingérable et engage probablement le pays dans un déclin économique prolongé. Dans tous les cas, l'évaluation économique conforte largement la priorité accordée à la sûreté et à la sécurité.

Ces estimations permettent d'établir la courbe de risque d'un accident grave avec rejets, c'est-à-dire la distribution de probabilité des coûts dus à un accident. Cet exercice est réalisé avec des valeurs plausibles pour les probabilités d'accident dus à des initiateurs internes. Cette courbe permet d'éclairer la question de l'allocation des ressources de sûreté c'est-à-dire la façon d'obtenir la meilleure sûreté possible à partir de ressources limitées.

La « meilleure » allocation des ressources n'est pas une notion absolue ; elle dépend évidemment des options adoptées par les décideurs, notamment de leur degré d'aversion au risque. Ces préférences se traduisent par des métriques de choix applicables à la courbe de risque. Une approche totalement neutre au risque se traduirait par une métrique « linéaire » qui prendrait pour critère l'espérance mathématique de perte de l'accident. Les estimations qui précèdent montrent que les événements considérés sont des événements extrêmes, auxquels la loi des grands nombres ne saurait s'appliquer, et pour lesquels une telle approche est infondée. Une approche raisonnablement prudente considérerait des métriques de choix plus exigeantes, par exemple une métrique « quadratique ». La rationalité conduirait probablement alors à donner la priorité à la réduction de probabilité de l'accident majorant, puis, une fois cette probabilité abaissée à un certain seuil, à allouer les ressources entre les deux accidents de façon que les baisses de probabilité réalisées soient proportionnelles aux probabilités d'occurrence. Allouer les ressources en fonction du rapport des coûts des deux accidents n'est, en général, pas correct.

VI.2. LIMITES DE L'ÉTUDE, APPROFONDISSEMENTS SOUHAITABLES

Pour l'estimation du coût de l'accident de référence S3, il conviendrait en particulier d'approfondir les hypothèses à retenir concernant les effets sur le parc.

Pour l'accident majorant, la principale limite est l'estimation sans doute trop simple du coût de la contamination des territoires. Il conviendrait de confirmer la distribution de la contamination avec des modèles de diffusion intégrant les avancées de ces 20 dernières années et de préciser les conditions atmosphériques particulièrement défavorables puisque l'étude identifie qu'il existe là une grande variabilité des coûts. Par ailleurs, la situation qui résulterait d'un accident majorant serait d'une extrême complexité et il est difficile, aujourd'hui, de définir précisément la meilleure façon de gérer ces territoires contaminés et de minimiser le coût social de la contamination. Le retour d'expérience de

l'expérience biélorusse est la meilleure source actuelle sur cette problématique, mais il reste insuffisant. Il met en lumière l'ampleur du problème et souligne la nécessité de l'étudier plus avant.

S'agissant des implications pour la sûreté, la principale limite réside dans les connaissances encore imparfaites dont on dispose sur la courbe de risque. Le cadre d'analyse dégagé dans cette étude paraît solide, mais les enseignements qu'on en tire dépendent évidemment des données spécifiques sur le risque. Une importante limite est de ne considérer que deux termes source. Une autre est de ne pas prendre en compte les initiateurs externes. Une troisième est de ne pas considérer les malveillances et de possibles attaques. Du point de vue économique, l'efficacité de l'allocation des ressources peut évidemment en être considérablement réduite.

La pauvreté des données sur les actions de décontamination conduit à une sous-estimation des coûts. Cette lacune concerne particulièrement le scénario majorant dans le cas où la contamination du territoire affecterait une zone urbaine. Au-delà de cette composante urbaine potentiellement très coûteuse, les estimations présentées négligent de nombreux autres types de décontamination (qui ne sont pas traités dans Cosyma) : décontamination des routes, des voies ferrées, des voies navigables, des adductions d'eau, des nappes phréatiques, de certaines zones boisées, etc.

Des études complémentaires permettraient également d'approfondir, dans un deuxième temps, la variabilité des conséquences en fonction du lieu de l'accident. Le cas de Gravelines, par exemple, devrait être assez différent de celui de Dampierre. Non seulement le site possède six réacteurs au lieu de quatre, mais les zones proches sont urbaines et très peuplées. En outre, des équipements industriels importants (usines, hauts fourneaux, port de Dunkerque) seraient affectés par la contamination ainsi que des voies de passage importantes (Paris-Bruxelles, Paris-Londres, etc.).

Cette étude donne une image des conséquences économiques de l'accident nucléaire de référence S3 et de l'accident majorant S1 et en propose des quantifications. Il convient, en conclusion, de mettre en garde contre des utilisations trop rapides du coût total, ce chiffre unique qui condense en une seule valeur monétaire toute une série de considérations de natures différentes. Cette mise en garde sur l'utilisation isolée du seul coût du scénario de base s'applique, et de façon bien plus forte, à l'utilisation des baisses de probabilité (dp) apportées par un investissement de sûreté. Représenter les bénéfices de sûreté par ce dp risque de dissimuler la nature de ces bénéfices tout autant qu'éclairer les choix. Dans cet esprit, l'utilisation de courbes de risque telles que celles présentées dans cette étude pourrait être plus pédagogique que celle de diagrammes « coût des modifications versus gains de probabilité » de ces modifications. Elle gagnerait, néanmoins, à être complétée par la description des composantes du coût total, par exemple une description en unités physiques qui facilite la visualisation concrète des conséquences. À traiter les vulnérabilités de façon trop abstraite, il existe, en effet, un risque de banalisation qui ne va pas dans le sens d'une bonne culture de sûreté.

Par ailleurs, dans l'optique d'une utilisation de méthodes coût-bénéfice pour les troisièmes visites décennales des réacteurs de 1300 MWe, il serait intéressant d'évaluer les conséquences économiques d'un accident grave survenant sur un site de 1300 MWe. En attendant la réalisation d'EPS de niveau 2 par Électricité de France ou par l'IRSN pour les réacteurs de ce palier, une évaluation des conséquences économiques des accidents (notamment les scénarios intermédiaires entre S1 et S3), tels qu'ils ressortent des EPS de niveau 2 pour les réacteurs du palier 900 MWe, permettrait de faire progresser ces évaluations.

ANNEXE : LE CODE COSYMA ET SON UTILISATION DANS L'ÉTUDE

Un code de conséquences radiologiques

Cosyma a été développé dans le cadre de projets européens. Lancé en 1983, le projet MARIA (Methods for Assessing Radiological Impact of Accidents) œuvre à développer un programme de calcul informatisé qui reprenne les méthodes d'évaluation de conséquences utilisées en Europe. Le résultat, essentiellement obtenu par FZK et le NRPB, est nommé *COde SYstem from MAria* ou Cosyma. C'est un vaste code, difficile à utiliser par les non spécialistes et requérant une grosse machine informatique (*mainframe computer*). Il est donc décidé d'en réaliser une version pour PC. La seconde version est diffusée en 1995. C'est celle qui est utilisée dans la présente étude.

Cette version comporte un module économique, mais le modèle calcule essentiellement des conséquences radiologiques. Celles-ci se manifestent sous forme de conséquences directes du panache et sous forme de conséquences collectives de l'ingestion d'aliments contaminés. Les modèles de diffusion sont plus développés et plus précis pour les faibles distances. Les doses sont calculées par organe, en utilisant les coefficients de la CIPR. Les listings de sortie de la version PC ne fournissent pas de dose équivalente corps entier. Les calculs de dose collective reprennent des bibliothèques de résultats précalculés.

Le coût de ces conséquences est calculé dans le module économique en prenant en compte les contre-mesures destinées à les réduire.

Les contre-mesures considérées sont des mesures d'urgence (évacuation, confinement et ingestion d'iode stable) et des interdictions alimentaires. Ces dernières se traduisent par des coûts pour l'agriculture. C'est la composante économique traitée dans Cosyma. Toutefois, les conséquences globales pour le secteur agricole ne sont pas considérées, en particulier les possibles réductions d'exportations. De plus, les effets sur l'industrie et les communications ne sont aucunement envisagés. L'étude montre à quel point les conséquences radiologiques, telles que calculées par Cosyma, ne constituent qu'un aspect des conséquences d'accident et que cet aspect ne pourrait être dominant qu'avec des hypothèses très fortes.

Les limites de Cosyma

En tant que code de conséquences radiologiques, Cosyma a de nombreuses limites : des simplifications telles que considérer les régions affectées comme planes, sans forêts ni cours d'eau ; l'absence de coûts de gestion ; la faiblesse de l'aspect décontamination – autant d'aspects qui tendent à sous-estimer les coûts d'accident.

En revanche, le modèle n'inclut aucune contremesure agricole. Sur la base de l'expérience post-Tchernobyl, notamment en Norvège, cela surestime les coûts.

L'étude traite une partie de ces biais en corrigeant les quantités d'interdictions alimentaires (pour tenir compte de contre-mesures agricoles) et en valorisant directement les cancers radio-induits en dehors

du code. Une fois ces corrections apportées, les études de sensibilité montrent que l'image globale de l'accident n'est pas fondamentalement remise en cause par des choix différents des paramètres.

Les incertitudes

Le code Cosyma a été évalué par des spécialistes européens et américains au cours d'un programme appelé « *Probabilistic Accident Consequences Uncertainty Analysis* ». Quinze rapports ont été produits par ce projet entre 1995 et 2001²³. Ces rapports restent à exploiter, mais sur la base d'entretiens directs avec des spécialistes (L. Goossens, un des directeurs du projet, E. Gallego excellent connaisseur de tels modèles), il semblerait que Cosyma ne souffre pas de grande sous-estimation de l'étendue des conséquences et que les résultats sont meilleurs à des distances proches de la source.

Les résultats de l'étude suggèrent qu'il conviendrait de préciser les surfaces contaminées, par exemple en utilisant des modèles de diffusion plus modernes et plus puissants. Cosyma pourrait, en effet, surestimer les surfaces, par exemple en exagérant les distances de transport des particules lourdes et en ne considérant aucun effet de masque par les reliefs.

Quelles que soient ses limites, Cosyma reste probablement un outil acceptable pour estimer des différences entre scénarios. Il est assez facile d'utilisation même s'il n'est pas convivial au sens où nous l'entendons aujourd'hui (il fonctionne sous Windows 95...). Il aide à comprendre le poids des diverses composantes des coûts radiologiques d'un accident nucléaire.

²³ Voir le rapport final « *Overall Uncertainty Analysis* » CE, Euratom, EUR 18826. Voir également *Radiation Protection Dosimetry*, Vol. 90, No. 3 (2000)

ANNEXE DU CHAPITRE 5

I. HIÉRARCHISATION DES MODIFICATIONS VD3 900

I.1. RÉÉVALUATION SISMIQUE DE BUGEY

Coût : 23 000 000 € (94 000 000 € pour le site (4 tranches)),

Bénéfice sûreté : 1 034 000 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur pour 4 tranches de $5,4 \cdot 10^{-6}$ /a.r.)

Ratio B/C : $1,1 \cdot 10^{-02}$

I.1.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Dans le cadre de la VD3 900 MWe et suite à la demande de l'ASN de juin 2003, l'aléa sismique doit être reconsidéré en cohérence avec la publication de la RFS 2001-01. Le recueil des spectres de sol a été mis à jour, en particulier pour le site de BUGEY (accélération à période nulle passant de 0,1 g à 0,145 g) et, à ce titre, l'ensemble des ouvrages, bâtiments et installations, ayant un requis sismique, doit faire l'objet d'une vérification de tenue au SMS (Séisme Majoré de Sécurité) réévalué. Il est également demandé de prendre en compte les effets de torsion des bâtiments et de vibration des planchers pour les bâtiments électriques et périphériques ainsi que pour le bâtiment combustible.

Bénéfice SÛRETÉ

Les courbes de spectres de sols correspondant au SMS et au SMHV (Séisme Maximal Historique Vraisemblable) prises par Électricité de France pour le dimensionnement (SDD) des tranches et ces mêmes courbes réévaluées suite à la prise en compte de la RFS 2001-01 ont été comparées. Schématiquement, pour Bugey, la courbe SDD prise pour le dimensionnement est proche de la courbe SMHV réévaluée. On peut donc considérer qu'après prise en compte de la RFS, Bugey est « dimensionné » au SMHV et sera dimensionné au SMS après réévaluation.

Pour évaluer la fragilité des tranches vis-à-vis du séisme, Électricité de France a considéré que le séisme de dimensionnement, s'il se produisait, aurait une probabilité de l'ordre de $6 \cdot 10^{-3}$ de faire perdre les matériels permettant d'assurer le refroidissement du cœur. Cette évaluation est basée sur un examen du REX international sur les EPS séisme (cette probabilité conditionnelle varie suivant les centrales entre 10^{-3} et $6 \cdot 10^{-2}$ pour une valeur moyenne de $6 \cdot 10^{-3}$). Par ailleurs, Électricité de France considère que la fréquence annuelle du SMHV est de l'ordre de 10^{-3} et celle du SMS 10 fois plus faible par convention.

Le risque de fusion de cœur est donc estimé à :

- 10^{-3} (fréquence annuelle du SMHV) $\times 6 \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 10^{-6}$ /a.r. avant remise à niveau ;
- 10^{-4} (fréquence annuelle du SMS) $\times 6 \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 10^{-7}$ /a.r. après.

Le gain de la remise à niveau sismique de Bugey est donc estimé à $5,4 \cdot 10^{-6}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion de cœur.

COÛT

Sur la base de la démarche mise en œuvre, le coût complet de la réévaluation sismique de Bugey (études en phase stratégique et travaux de renforcement, matériels et GC) a été estimé à 94 M€ environ.

I.1.2. ANALYSE DE L'IRSN

I.1.2.1. Fréquence annuelle du SMS

L'IRSN note que la fréquence annuelle du SMS est évaluée par l'exploitant à 10^{-4} /an, en considérant que la fréquence annuelle du SMHV est de 10^{-3} /an et celle du SMS 10 fois plus faible par convention. L'IRSN s'est interrogé sur la convention qui permet de considérer que la fréquence annuelle du SMS est 10 fois plus faible que la fréquence annuelle du SMHV. Pour l'IRSN, ainsi que dans l'esprit de la Règle I.2.c, le SMS permet de prendre en compte les incertitudes d'estimation de l'aléa sismique, en considérant une marge forfaitaire de 1 en termes d'intensité MSK sur l'intensité du SMHV. Aucun élément ne permet de déduire, d'une manière conventionnelle, une nouvelle fréquence annuelle pour le SMS, différente de la fréquence annuelle du SMHV.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a confirmé la position de l'IRSN en précisant que « *il n'y a effectivement pas de relation directe entre la fréquence du SMHV et celle du SMS* ». Néanmoins Électricité de France précise que « *le rapport 10 retenu dans l'analyse coût-bénéfice est un ordre de grandeur. Sa valeur n'a pas une incidence significative sur l'estimation du bénéfice sûreté. Celui ci serait réduit de 26% si le rapport entre les fréquences n'était que de 3 et serait augmenté de 10% si le rapport entre les fréquences était de 100* ».

L'IRSN considère qu'aucune convention « générique » ne permet de déduire la fréquence du SMS à partir de la fréquence du SMHV.

I.1.2.2. Estimation simplifiée du bénéfice sûreté

Concernant l'estimation simplifiée du risque de fusion du cœur, l'IRSN note que, avant remise à niveau, l'analyse ne considère pas l'aléa SMS, mais seulement l'aléa SMHV. Pour l'IRSN, compte tenu du fait qu'avant la remise à niveau, la tranche n'était pas « dimensionnée » au SMS, la probabilité conditionnelle de fusion du cœur doit être certainement supérieure à la probabilité conditionnelle proposée pour le SMHV et pourrait être égale en première approximation à 1.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *Le risque lié au séisme peut être évalué en sommant pour les différents spectres de séisme le produit de la probabilité de ce spectre et de la probabilité conditionnelle de fusion du cœur sachant le séisme. Dans le calcul simplifié proposé, nous avons pris un seul spectre : le SMHV avant modification et le SMS après et une probabilité conditionnelle de fusion de cœur : celle liée au séisme de dimensionnement correspondant à une moyenne des valeurs retenues dans des EPS étrangères. Nous ne disposons pas de valeur de probabilité conditionnelle de fusion de cœur pour un séisme dépassant le séisme de dimensionnement et donc de valeur applicable au site de Bugey pour un SMS avant remise à niveau. Il n'est cependant absolument pas réaliste de considérer en première approximation, que la probabilité conditionnelle de fusion de cœur suite à un séisme dépassant le séisme de dimensionnement est égale à 1. Les études de fragilité des matériels au séisme mettent en évidence des marges et en règle générale la probabilité de défaillance d'un matériel suite à un séisme sensiblement supérieur au séisme de dimensionnement est loin d'être égale à 1. Un tel raisonnement tendrait à donner comme risque de*

fusion de cœur la probabilité d'un séisme sensiblement supérieur au dimensionnement ce qui ne correspond absolument pas aux résultats des EPS sismiques ».

L'IRSN considère que l'analyse présentée par Électricité de France n'apporte aucun élément quant à l'estimation du bénéfice sûreté pour l'application de la méthode « coût-bénéfice » pour la réévaluation sismique de Bugey. En effet, aucune estimation de la probabilité conditionnelle de fusion du cœur en cas de SMS, avant la remise à niveau, n'a été présentée par l'exploitant. Pour l'IRSN, l'estimation du bénéfice sûreté, par la différence entre la fréquence de fusion du cœur après la remise à niveau pour l'aléa SMS et la fréquence de fusion du cœur avant la remise à niveau pour l'aléa SMHV, n'a aucun sens.

L'IRSN considère que, pour la réévaluation sismique de Bugey ou toute autre analyse de risque « sismique », aucune convention « générique » ne permet de déduire la fréquence du SMS à partir de la fréquence du SMHV. Cette évaluation probabiliste doit être réalisée pour chaque cas, en utilisant des méthodologies appropriées.

1.1.2.3. EPS séisme

Dans son courrier en référence [5A_9], l'IRSN a estimé que, compte tenu du fait qu'Électricité de France n'a pas développé d'étude probabiliste « séisme », l'évaluation présentée, fondée sur un examen du REX international en termes d'EPS séisme, n'a pas véritablement de sens (extrême simplicité de l'évaluation présentée, absence de démonstration de son applicabilité au site de Bugey). Dans les réponses apportées par la lettre en référence [5A_10], l'exploitant précise que « *l'évaluation proposée est effectivement très simple. Elle donne toutefois un ordre de grandeur pertinent du bénéfice attendu. Elle est, par ailleurs, confirmée par une analyse EPS intégrant, dans les scénarios de type MDTE et petit APRP, le gain en robustesse vis-à-vis du séisme des principaux matériels concernés par ce type de scénarios* ».

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a transmis l'analyse mentionnée. Il s'agit de quantifier le bénéfice sûreté lié à la réévaluation sismique de Bugey en termes de diminution de la probabilité conditionnelle de fusion du cœur, en cas de séisme initiant un MDTE. La méthode retenue pour la présente étude repose sur l'utilisation des résultats des études SMA de Tricastin 3. Ce choix sous-entend les hypothèses suivantes :

- la liste des matériels SSEL (Safe Shutdown Equipment List) de Tricastin 3 est transposable à Bugey ;
- la liste des matériels qui ont été dédouanés lors de l'inspection sur site de Tricastin 3 s'applique également à Bugey (ce qui implique que l'on considère que les règles de conception et d'installation des matériels sont identiques entre les deux sites).

Électricité de France a précisé qu' « *une étude complémentaire comportant des inspections sur site, serait à réaliser pour s'assurer de la validité de ces hypothèses. Nous rappelons que cet exercice, limité aux scénarios de type MDTE, avait pour but d'évaluer la faisabilité d'une évaluation du bénéfice sûreté par le renforcement de la tenue au séisme de certains matériels. Il n'a jamais eu pour but d'évaluer le risque sismique à Bugey* ».

L'IRSN considère que, si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée lors du choix des solutions techniques concernant la remise à niveau sismique pour le site de BUGEY, une véritable analyse des risques liés aux aléas sismiques sur les tranches du site de BUGEY sera nécessaire. Cette analyse pourrait être réalisée dans le cadre d'une EPS sismique.

I.2. PARC GNU : RENFORCEMENT DE LA TOITURE

Coût : 33 000,00 €

Bénéfice sûreté : 46,20 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de 10^{-09} - 10^{-10} /a.r.)

Ratio B/C : $1,4 \cdot 10^{-03}$

I.2.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La RFS1.2.d impose des exigences de sûreté précises vis-à-vis de l'environnement industriel et des transports hors du site. A l'intérieur du site, des risques pourtant similaires (dus par exemple à des installations comme les parcs à gaz) ne sont pas soumis réglementairement à ces exigences.

L'objectif du programme de réévaluation VD3 900, thème B2 « risques d'explosion liés aux gaz explosifs présents sur le site », est de démontrer que le niveau de sûreté dû aux stockages à l'intérieur du site est équivalent à celui imposé par la RFS réglementant les risques dont l'origine est extérieure au site. Cette démarche a déjà été entreprise sur le palier 1300 MWe dans le cadre de la VD2.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice examiné ne concerne que le site de Tricastin, et sur ce site, plus particulièrement le parc GNU. À Tricastin, ce parc est à environ 75 m de l'îlot nucléaire de la tranche 1. En cas d'incendie dans les alvéoles butane, propane et acétylène, du fait de la nature de ces gaz, le feu est susceptible de s'autoalimenter et de provoquer des éclatements en cascade, qui vont entraîner de nombreux projectiles allant de quelques kg à quelques dizaines de kg, et de vitesse initiale de plusieurs m/s. Le projectile le plus pénalisant a été estimé à 32,5 kg, doté d'une vitesse initiale de 133 m/s et projeté à 400 m. Pour protéger l'îlot nucléaire des projectiles, la modification envisagée consiste à recouvrir les alvéoles d'une dalle en béton.

L'explosion d'une bouteille sur le parc GNU de Tricastin peut être à l'origine d'une agression sur les aéroréfrigérants des diesels, la toiture BK, les pinces vapeur, etc. Seul le BR est conçu pour résister à ce type d'agression.

Pour Tricastin, le bénéfice sûreté est estimé en considérant :

- la probabilité d'avoir une explosion d'une bouteille, sur le parc à gaz, telle qu'elle engendrerait des projectiles susceptibles de dégrader fortement une de ces cibles ;
- la probabilité que cette explosion induise une situation accidentelle, qui dégénérerait en fusion du cœur.

Le bénéfice sûreté vis-à-vis de la fusion du cœur, apporté par la modification, est estimé comme étant de l'ordre de 10^{-9} à 10^{-10} / a.r.

COÛT

Le coût est estimé à 33 k€ par tranche.

I.2.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, l'exploitant a apporté des précisions sur l'estimation du bénéfice de sûreté pour le renforcement de la toiture du parc GNU du site de Tricastin :

« Ce bénéfice sûreté a été estimé en 2004 (indice A de la note ENSN040147), par estimation sur avis d'expert de la problématique à Tricastin. La probabilité d'avoir l'explosion d'une bouteille sur le parc à gaz, telle qu'elle engendrerait des projectiles susceptibles de dégrader fortement le BK ou les aéroréfrigérants des diesels, est prise égale à 10^6 /a.r. (probabilité d'explosion d'une bouteille par casemate, pondérée par l'estimation des rapports de surface). La probabilité que cette explosion induise une situation incidentelle pouvant dégénérer en fusion du cœur a été prise comme étant vraisemblablement inférieure à 10^4 . Le bénéfice sûreté apporté par la modification a ainsi été estimé comme étant de l'ordre de 10^9 à 10^{10} ».

L'IRSN ne peut pas se prononcer sur la crédibilité de l'analyse présentée par l'exploitant, compte tenu du fait que les informations fournies sont très vagues. En effet, les détails de calcul concernant la fréquence d'occurrence de l'initiateur et de la probabilité conditionnelle de fusion du cœur n'ont pas été présentés. L'IRSN considère que l'estimation du bénéfice sûreté pour les modifications nécessaires afin de réduire les risques liés au parc GNU sur le site de Tricastin ne peut pas être utilisée en l'état pour l'application de la méthode « coût-bénéfice ».

Si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée, soit pour la prise de décision, soit pour le choix de la solution technique, une analyse détaillée des risques liés au parc GNU sur le site de Tricastin devra être réalisée.

I.3. SITUATION H1.2 : ADAPTATION DE L'EXUTOIRE DE PRESSION ENCEINTE ET DE LA CONDUITE ASSOCIÉE POUR ÉVITER LE RISQUE DE COLMATAGE PAR CONDENSATION DANS LES FILTRES À SABLE

Coût : 12 000,00 €

Bénéfice sûreté : 4080 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de 10^{07} /a.r.)

Ratio B/C : 0,34

I.3.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

En situation H1-2 (Perte totale de la source froide, lorsque le RRA est connecté) initiée lorsque le circuit primaire est ouvert, la conduite post-accidentelle demande actuellement la mise en service du filtre à sable U5, pour évacuer l'énergie alors libérée dans l'enceinte. Or, le dispositif U5 n'est pas conçu pour une ouverture dans les conditions de pression, température et hygrométrie rencontrées en situation H1-2 ouvert. Dans ces conditions, le risque de colmatage du filtre par condensation ne peut pas être écarté.

Pour éviter tout risque de colmatage et de détérioration du filtre à sable U5 en H1-2, il est proposé d'utiliser ce filtre après dépose du diaphragme en place (dimensionné pour une situation U5) et son remplacement par un disque plus passant tout en retardant son ouverture, ce qui :

- limite la probabilité de recours à son ouverture (l'initiateur peut être récupéré entre temps) ;

- permet de mettre en place le dispositif dans de meilleures conditions, si son ouverture ne peut pas être évitée, eu égard au risque de colmatage par condensation susceptible de survenir pour une pression enceinte supérieure à 3 bar abs.

La modification envisagée est la fourniture d'un diaphragme par tranche, dimensionné pour une utilisation du dispositif en situation H1-2. La conduite associée demandera alors de remplacer le diaphragme existant U5 par celui dédié à H1-2, le plus tard possible (délai à définir par l'équipe de crise), puis, après la phase de préchauffage, de l'ouvrir à 3 bar abs de pression enceinte (au plus tôt à 60 heures), et de le refermer à 2 bar abs, pour garantir une marge suffisante à la condensation.

Bénéfice SÛRETÉ

Électricité de France considère que la justification de la tenue de l'enceinte dans des conditions d'accident grave a été apportée par des études effectuées dans le cadre de la fiche VD3 correspondante (F1). Les niveaux de température et de pression atteints en situation H1-2 sont plus faibles que ceux pris en compte pour ces études d'accidents graves : ceci permet de justifier la tenue du confinement vis-à-vis de sa mission de sûreté en H1-2, sans écarter toutefois le risque industriel que l'enceinte ne soit pas réutilisable en l'état, suite au transitoire.

Une première estimation donne une probabilité de 10^{-7} par an d'avoir une situation de type H1 (perte source froide terminale) de durée supérieure à 50 heures. Une situation de ce type nécessiterait l'ouverture du filtre U5 avec le diaphragme passant prévu. Ceci est pris comme ordre de grandeur du gain. L'impact sur les rejets est minimal : dans les situations de type H1.2 sans fusion de cœur, les seuls rejets sont en vapeur d'eau. La modification permet d'ouvrir U5 sans risque de colmatage du filtre. Elle augmente donc très légèrement la probabilité d'avoir à ouvrir le filtre par rapport à une stratégie consistant à attendre, pour avoir un débit de vapeur suffisant dans le filtre, d'avoir une pression de l'ordre de 5 bar dans l'enceinte avant d'ouvrir U5 avec le diaphragme « accident grave ». A l'inverse elle retarde l'ouverture de U5 par rapport à ce qui est actuellement proposé dans les documents de conduite. L'impact global sur la probabilité d'ouverture de U5 est donc faible.

Le gain est assimilé de façon simplifiée, mais conservative, à une fusion de cœur, en faisant l'hypothèse que les opérateurs arrêteront les appoints au circuit primaire pour protéger le confinement (si l'appoint était maintenu en service, la fusion du cœur serait évitée, mais on risquerait de perdre le confinement, les rejets seraient négligeables sauf si la situation dégénérerait en accident grave).

COÛT

Le coût par tranche est de l'ordre de 12 k€ par tranche, soit 0,4 M€ pour le palier 900 MWe.

I.3.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN considère qu'un risque potentiel induit par la mise en œuvre d'un diaphragme dédié aux situations de type H1.2 est la fusion du cœur avec ce diaphragme en place. Compte tenu du fait que le diaphragme n'est pas adapté pour gérer un accident grave, les conséquences à l'extérieur de l'enceinte seraient plus sévères que celles rencontrées en absence de la modification. Par ailleurs ce sujet a fait l'objet d'une instruction, pour le palier 1300 MWe, lors de la VD2 1300 MWe.

Lors de l'instruction technique de la méthode coût-bénéfice, Électricité de France a précisé que « le risque de fusion de cœur avec le diaphragme dédié aux situations H1.2 a été envisagé. Il est jugé très peu probable (situation H1.2 où l'on a recours à U5 déjà très peu probable et faible probabilité de

perdre l'appoint en eau : pas de dégradation de la fiabilité de la fonction charge liée la situation H1.2). De plus, la cinétique de pressurisation de l'enceinte (faible puissance résiduelle) doit laisser un temps suffisant pour remplacer le diaphragme H1.2 par le diaphragme U5 si la situation dégénère en AG ».

L'IRSN rappelle que la faisabilité du remplacement du diaphragme H1.2 par le diaphragme U5 si la situation dégénère en AG n'a pas été à ce jour démontrée. Elle fait par ailleurs l'objet d'une demande de l'ASN (lettre en référence [5A_12]). Électricité de France a répondu à cette demande par une démonstration du caractère résiduel du risque de fusion du cœur avec le diaphragme H1.2 en place. L'IRSN mentionne que, à ce jour, l'estimation de la fréquence de fusion du cœur avec le diaphragme H1.2 en place fait l'objet d'une instruction par l'IRSN dans le cadre de l'analyse des éléments apportés par Électricité de France après la VD2 1300 MWe. La fréquence de l'initiateur redouté (perte de la source froide), sa durée et l'autonomie des tranches font notamment l'objet d'interrogations de la part de l'IRSN.

Compte tenu des aspects présentés ci-dessus, l'IRSN ne peut pas se prononcer, à ce jour, sur l'estimation du bénéfice sûreté présentée par Électricité de France pour l'adaptation de l'exutoire de pression enceinte et de la conduite associée pour éviter le risque de colmatage par condensation dans les filtres à sable, dans une situation H1.2.

I.4. MODIFICATION DE L'ORDRE DE FERMETURE AUTOMATIQUE DES VANNES RÉGLANTES ASG DU GV ET CHANGEMENT DU POINT DE CONSIGNE REF RAPIDE

Coût : 880 000,00 €

Bénéfice sûreté : 5 456 € (réduction de la dosimétrie en situation incidentelle de $3,6 \cdot 10^{-04}$ H x Sv / a.r.)

Ratio B/C : $6,2 \cdot 10^{-03}$

I.4.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

L'ASN, par la décision du 23 janvier 2003, a demandé à Électricité de France de respecter le non-débordement en eau en cas de RTGV. Pour diminuer le risque de débordement, la modification proposée consiste en l'introduction d'un ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV présentant un Très Haut Niveau. En cas de démarrage d'un moyen de pompage ASG (motopompe ou turbopompe), il y a inhibition de l'ordre d'ouverture puis fermeture des vannes réglantes ASG correspondantes, sur le GV qui a atteint le seuil THNGV. Le signal d'inhibition, élaboré en voies A et B afin de limiter la défiabilisation de l'ASG, est maintenu tant que le niveau GV n'a pas atteint le seuil TBNGV ou n'est pas remis à zéro manuellement par l'opérateur depuis la salle de commande ou le panneau de repli. Le classement envisagé de cette modification est IPS-NC. Par ailleurs, il est prévu d'abaisser le point de consigne de refroidissement rapide par les GV sains, dans la procédure de conduite du secondaire (ECS). Cette modification, qui prolonge la phase de refroidissement rapide, permet d'atteindre plus rapidement le critère d'isolement du RIB ($\text{Tric} < \text{Tsat}(\text{PGV}_a) - \epsilon$) donc de limiter le remplissage du GV par le débit brèche. Cette évolution de l'APE ne modifiera pas la structure de cette dernière. Une validation de cette modification sur simulateur Full-

Scope avec une équipe de conduite a été réalisée. Aucune difficulté particulière n'a été mise en évidence.

Bénéfice SÛRETÉ

La modification augmente d'une dizaine de minutes le délai dont dispose l'opérateur pour intervenir afin d'éviter le débordement du GV en situation RTGV. Cette augmentation de délai réduit le risque de débordement des GV avec ou sans bipasse du confinement et dans une moindre mesure le risque de fusion de cœur avec bipasse (ce risque est très faible). Le seul gain significatif est donc relatif aux rejets dans l'environnement sans fusion de cœur. Le gain en termes de dosimétrie (hors fusion de cœur) est évalué avec une probabilité de ruine du CSP de 10^{-2} en cas de débordement, à une réduction de $3,6 \cdot 10^{-4}$ H x Sv par tranche et par an.

En ne prenant pas en compte de risque de ruine du CSP (hors blocage en position ouverte des soupapes GV sollicitées en eau) le gain est estimé à une réduction de $1,6 \cdot 10^{-4}$ H x Sv par tranche et par an.

Électricité de France considère qu'il n'y a aucun gain à attendre sur le risque de fusion du cœur avec débordement GV et un gain extrêmement faible sur les cas de fusion du cœur avec bipasse VVP (inférieur à 10^{-10} /a.r.).

COÛT

Le coût total probable est estimé à 29,9 M€ pour le palier 900, soit 880k€ par tranche.

I.4.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN a estimé, dans son courrier en référence [5A_9], que la valeur de 10^{-2} pour la probabilité de ruine du CSP n'est pas justifiée et qu'une évaluation en prenant en compte la fusion du cœur en cas de perte d'intégrité du secondaire amènerait à des conclusions probablement très différentes.

Dans les réponses apportées par la lettre en référence [5A_10], l'exploitant précise que « l'évaluation du bénéfice sûreté de la modification non-débordement en eau des GV a été faite en prenant en compte l'impact sur la fusion du cœur, en se basant sur le modèle EPS de référence : VD2 REX. Le gain est extrêmement faible dans le cas de base (CSP intègre), ainsi que pour le cas avec probabilité conditionnelle de ruine du CSP, jugée enveloppe, de 10^{-2} . Nous avons effectué une étude de sensibilité montrant que l'hypothèse « 10^{-2} » est sans impact sur le bénéfice sûreté vis-à-vis du risque de fusion du cœur, qui reste quasiment nul. »

L'exploitant précise dans son analyse mise à jour que « il n'y a aucun gain à attendre sur le risque de fusion du cœur avec débordement GV ».

L'IRSN rappelle qu'il a exprimé des réserves sur la modélisation probabiliste VD2 REX présentée par Électricité de France lors de la VD3 900, notamment en ce qui concerne la prise en compte des phénomènes dynamiques (marteau d'eau), la quantification des erreurs humaines liées à l'isolement inopportuniste des GCTatm et d'arrêt de l'IS, la fiabilité du RRA sans conditionnement préalable, etc...

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « le bénéfice sûreté apporté par la modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et le changement du point de consigne « Ref. Rapide » a été calculé sur la base du modèle EPS de référence EPS900VD2-REX utilisé dans le cadre du réexamen de sûreté VD3. L'instruction et les suites du GP VD3 ont conduit à la révision de la modélisation des séquences accidentelles suite à une RTGV, du modèle EPS de référence ; les évolutions indiquées dans la note EMESF060296 « EPS900CPY Post VD3 : Évaluation

probabiliste du risque de fusion du cœur pour une tranche du palier CPY », qui vient d'être transmise dans le cadre de la VD3 900, conduisent effectivement à une élévation du risque de débordement de GV, avant intégration de la modification VD3 ».

Électricité de France a également précisé que « l'application de la méthode C/BS ne peut être que l'image, à un moment donné, de l'état de nos connaissances sur la problématique examinée. Ici, la modélisation initialement prise en compte dans le modèle de référence EPS900VD2-REX a finalement été révisée et le bénéfice sûreté associé à la modification est donc effectivement aujourd'hui sous-estimé. Dans un cas réel d'utilisation de la méthode C/BS dans le processus décisionnel, et afin de consolider la hiérarchisation des modifications avant la prise de décision finale, le bénéfice sûreté associé à la modification aurait fait l'objet d'études de sensibilité aux hypothèses sensibles, ce qui aurait conduit à un encadrement du bénéfice sûreté permettant de donner tout l'éclairage nécessaire aux instances décisionnelles ».

L'IRSN considère que la modélisation probabiliste (EPS900VD2-REX) utilisée pour l'estimation du bénéfice sûreté pour la « modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et changement du point de consigne REF rapide » proposée par Électricité de France n'est pas suffisamment rigoureuse pour permettre une évaluation correcte du gain sur la fusion du cœur et sur les rejets précoces (fusion du cœur avec bipasse de l'enceinte dans ce cas).

Si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour la définition de la modification de l'ordre de fermeture automatique des vannes réglantes ASG du GV et changement du point de consigne REF rapide, l'estimation du bénéfice sûreté devra faire l'objet d'une mise à jour, en utilisant la dernière version de l'EPS (EPS900CPY Post VD3) et elle devra être accompagnée par des études de sensibilité sur les hypothèses prépondérantes.

De plus, cette modification permet de réduire le risque actuellement non quantifié dans les EPS de rupture du CSP en cas de remplissage en eau des lignes vapeur.

I.5. ABAISSEMENT DU POINT DE TARAGE DES SOUPAPES SEBIM À BASSE TEMPÉRATURE POUR LES ÉTATS RRA CONNECTÉ

Coût : 358 000,00 €

Bénéfice sûreté : 4 654,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,06 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : $1,3 \cdot 10^{-02}$

I.5.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Lors de l'instruction du GP spécifique « surpressions à froid » de 2001, Électricité de France a proposé : «...qu'au titre de la défense en profondeur et dans la perspective de l'allongement de la durée de vie, Électricité de France mettra en œuvre, sur le palier 900 MWe et à l'échéance de la VD3, une solution du type abaissement du point de tarage des soupapes SEBIM à basse température » (courrier ENSFC/00-01017 adressé à l'ASN).

La solution proposée consiste en un système spécifique de protection contre les surpressions à froid dans les états RRA initialement connecté pour les paliers CP0 et CPY, basé sur la mise en place d'un seuil d'ouverture fixe abaissé des soupapes SEBIM du pressuriseur. Cette modification vient en

complément des améliorations de conduite post-accidentelle déjà mises en place (lignage d'un exutoire, avant ou après l'isolement du RRA en fonction du niveau de dégradation de l'état du primaire, permettant de limiter le risque de surpression à froid).

Bénéfice SÛRETÉ

Le risque de surpression à froid initiée RRA connecté avant mise en place de la modification a été évalué à $1,1 \cdot 10^{-6}$ /a.r. Après mise en place de la modification, ce risque est évalué à $4,4 \cdot 10^{-8}$ /a.r. Des premières évaluations de mécanique probabiliste de la rupture évaluent une marge importante entre une surpression à froid et l'amorçage d'un défaut sur la cuve. En l'absence d'étude complète de ce transitoire, on retiendra une valeur forfaitaire très enveloppe de 10^{-1} . On assimile l'amorçage d'un défaut sur la cuve à un risque de fusion de cœur. Cette assimilation est peut être conservatrice : la brèche sur la cuve et le fonctionnement de l'IS entraînent le noyage du puits de cuve, le cœur peut donc être maintenu noyé ou rapidement renoyé, si le puits de cuve reste intègre. Il est plausible qu'il n'y ait pas fusion de cœur. Par ailleurs, le circuit primaire étant à moins de 100°C au moment de la rupture cuve, il n'y a pas de pressurisation de l'enceinte liée à cette rupture et de risque induit de perte de confinement.

Le risque de fusion de cœur suite à une surpression est par conséquent réduit de $1,06 \cdot 10^{-7}$ par an.

Le bénéfice sûreté de la modification, en termes de risque de fusion de cœur, est donc de l'ordre de 10^{-7} /a.r.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 12 170 k€ pour le parc 900, soit 358 k€ par tranche.

I.5.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, l'exploitant a tout d'abord précisé que « *la probabilité conditionnelle de rupture cuve avait été estimée à $2 \cdot 10^{-5}$ pour des surpressions à froid initiées par une brèche intermédiaire RRA connecté et $3 \cdot 10^{-4}$ pour des grosses brèches RRA connecté (Notes Électricité de France/DRD HP-26/00/050 A et Électricité de France SEPTEN ENTMS001481A). Ces valeurs ont été reprises dans le rapport DES 446. Ces calculs n'ont pas eu à être repris depuis 2001, toutefois les évaluations de mécanique probabiliste de tenue de la cuve sur d'autres transitoires confirment ces ordres de grandeurs et le caractère très majorant de la probabilité de 0,1 retenue dans l'évaluation du bénéfice sûreté de la modification protection contre les surpressions à froid* ».

L'IRSN rappelle que, dans son courrier en référence [5A_9], il s'interrogeait sur le positionnement de cette modification dans le cadre de la démarche « coût-bénéfice », à savoir « gain Fusion du cœur ». En effet, compte tenu de la conséquence (rupture précoce de la cuve), l'IRSN estimait qu'un positionnement de type « Rejet S1 » pouvait être envisagé.

Dans les réponses apportées par la lettre en référence [5A_10], l'exploitant précise que « *la surpression à froid peut entraîner une rupture de la cuve. L'eau contenue dans le circuit primaire et l'eau de l'IS peuvent alors s'écouler rapidement dans le puits de cuve. L'intégrité du puits de cuve n'est vraisemblablement pas menacée. Le cœur est alors rapidement renoyé par l'IS (le puits de cuve jouant le rôle de la cuve). Il peut donc ne pas y avoir de fusion de cœur, mais simplement un dénoyage momentané du cœur et des conséquences de type gros APRP. Dans le cas où le puits n'assurerait pas*

cette fonction « doublage de la cuve » (par effacement de la porte d'accès par exemple), le cœur ne pourrait plus être renoyable et on irait vers une fusion du cœur. Toutefois comme le primaire au moment de la rupture cuve est par définition froid (inférieur à 100°C, sinon il n'y pas surpression à froid) le transitoire ne peut en aucun cas pressuriser l'enceinte et entraîner une perte du confinement. Les conséquences sont, au pire, fusion de cœur avec, si la situation se dégrade (perte de l'EAS ...) un rejet tardif de type S3 ».

L'IRSN rappelle que, lors de l'instruction de l'EPS de niveau 2, il avait souligné que l'étude ne considérait pas les séquences de ce type et que ces dernières devaient être analysées dans une version ultérieure de l'étude. Il considère, à ce jour, que la présentation par Électricité de France des conséquences d'une surpression à froid est optimiste.

Par ailleurs, dans le cadre de la VD3 900 MWe, l'IRSN a estimé que le risque de surpression à froid consécutif aux sollicitations de soupapes RRA (hors brèches) demeurait relativement élevé et que l'incertitude sur la valeur du facteur humain avait un impact important sur ce risque. Aussi, l'IRSN a estimé nécessaire qu'Électricité de France complète sa démonstration d'élimination du risque de surpression à froid, pour les états RRA connecté, en utilisant le retour d'expérience relatif aux ouvertures de soupapes de protection du circuit RRA et se prononce sur l'acceptabilité des résultats obtenus en tenant compte des incertitudes associées à la valeur de facteur humain prise en compte dans son évaluation. Dans l'hypothèse où cette démonstration ne pourrait pas être apportée, l'IRSN considère qu'Électricité de France devrait étendre le domaine de couverture de la protection envisagée aux situations hors brèches.

L'IRSN a également estimé que le risque de surpression à froid ne pouvait pas être considéré comme éliminé pour les états RRA non connecté. L'IRSN n'a pas pu se prononcer sur la suffisance de la proposition d'Électricité de France, à savoir limiter la modification aux états RRA connecté.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que, « *concernant les réserves de l'IRSN sur l'estimation probabiliste sur le risque de surpression à froid, et par conséquent sur la suffisance de la modification proposée, Électricité de France confirme sa position en répondant à ces réserves :*

- *concernant les incertitudes relatives au facteur humain pour ce dossier : par la position n°7 du courrier EMESF050341 ;*
- *concernant le risque associé aux transitoires hors brèche, l'analyse du REX relatif aux ouvertures de soupapes SEBIM, et l'acceptabilité des résultats obtenus : par les réponses à l'action n°9 du courrier EMESF050341, transmises par courrier EMESF050461 et EMESF060465 (la première réponse notamment indiquant le caractère fortement conservatif du risque de surpression à froid associé à ces transitoires) ;*
- *concernant l'exclusion des états RRA non connecté: par la position n°8 et l'action n°10 du courrier EMESF050341 (solde attendu pour fin 2007).*

L'instruction et les suites du GP VD3 ont, jusqu'à présent, confirmé la pertinence du domaine de couverture considéré, et de l'estimation probabiliste du risque de surpression à froid. Une modification qui aurait été définie pour prendre en compte les états RRA non connecté et les transitoires hors brèches, n'aurait donc apporté aucun bénéfice sûreté supplémentaire, pour un coût vraisemblablement plus élevé.

Nous considérons l'évaluation faite lors de l'analyse coût-bénéfice comme étant pessimiste : les évaluations de probabilité conditionnelle de rupture cuve en cas de surpression à froid RRA connecté sont plutôt de l'ordre de 10^{-4} que 10^{-1} (voir réponse ci dessus).

Nous confirmons que la rupture cuve n'entraîne pas systématiquement une fusion du cœur (cette fusion peut être évitée si le puits de cuve est intègre et le cœur rapidement renoyé par l'ISBP). Même dans le cas où il y aurait fusion du cœur, le circuit primaire étant froid, il n'y a pas de pressurisation brutale de l'enclencheur. Il n'y a donc pas de raison particulière de perdre de façon précoce le confinement. Au contraire, la faible puissance résiduelle, l'état initial froid du circuit primaire aurait plutôt tendance à diminuer la cinétique de l'accident par rapport aux autres accidents se produisant en puissance ou avec un primaire chaud. Le critère fusion du cœur semble donc le plus adapté pour évaluer les conséquences de ce type d'accident ».

L'IRSN précise que les probabilités conditionnelles de rupture cuve de $2 \cdot 10^{-5}$ pour des surpressions à froid initiées par une brèche intermédiaire RRA connecté et de $3 \cdot 10^{-4}$ pour des grosses brèches RRA connecté, reprises dans le rapport DES 446 (provenant des notes Électricité de France/DRD HP-26/00/050 A et Électricité de France SEPTEN ENTMS001481A), n'ont pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN, comme par ailleurs il est mentionné dans le rapport DES 446.

Concernant le positionnement du bénéfice sûreté dans les échelles fusion du cœur/S3/S1 de la méthode coût-bénéfice, l'IRSN considère que celui-ci devrait être majoré par rapport à l'échelle « fusion du cœur » proposée par Électricité de France compte tenu de la rupture de la cuve, qui rend la situation plus difficile à gérer. L'examen plus détaillé de ces séquences devrait être mené dans le cadre de l'EPS de niveau 2.

L'IRSN considère que le bénéfice sûreté consécutif à l'abaissement du point de tarage des soupapes de sûreté du pressuriseur (SEBIM) à basse température pour les états RRA connecté au circuit primaire devrait être calculé :

- avec un gain en fréquence compris entre $10^{-7}/\text{a.r.}$ et $10^{-6}/\text{a.r.}$, l'incertitude étant en particulier liée à la probabilité conditionnelle de rupture de cuve ;
- avec une valorisation majorée par rapport à l'échelle « fusion du cœur ».

L'IRSN mentionne que le domaine de rupture fragile de la cuve ainsi que la probabilité conditionnelle sont proportionnels à l'âge de la cuve. En conséquence, une valeur plutôt majorante pour la probabilité conditionnelle de rupture de cuve doit être considérée, correspondant à la fin de la vie de la cuve.

L'IRSN estime que l'approche de type coût-bénéfice pourrait être également utilisée pour analyser plusieurs solutions techniques concernant la protection de la cuve contre les risques de rupture par surpression à basse température.

I.6. MISE EN PLACE D'UNE INSTALLATION DE PROTECTION À EAU DE TYPE SPRINKLER (CPY) DANS LES LOCAUX W401 + W 402 + W431

Coût : 55 000,00 €

Bénéfice sûreté : 3 080,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $6,7 \cdot 10^{-08}/\text{a.r.}$)

Ratio B/C : $5,6 \cdot 10^{-02}$

I.6.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le risque de découvrément du cœur suite à un incendie en application du PAI est évalué par l'IRSN à $8 \cdot 10^{-6}$ /a.r., pour le palier CPY. Le secteur SFS 380 et en particulier les locaux W401+402+431 portent une partie importante du risque (48% du risque global avec un risque évalué à $3 \cdot 10^{-6}$ /a.r., pour les états RRA non connecté). La contre-analyse menée par Électricité de France sur le palier CPY confirme la prépondérance de ces trois locaux compte tenu de leur forte densité de charge calorifique et de leur impact fonctionnel. Le risque de fusion du cœur suite à un incendie dans les locaux prépondérants W401+W402+W431 et en état RRA non-connecté est cependant évalué à $6,8 \cdot 10^{-8}$ /a.r. par Électricité de France soit un gain d'un facteur 60 par rapport à l'estimation IRSN. Électricité de France a décidé, pour le palier CPY, de procéder à la mise en œuvre d'un système de sprinklage des 3 locaux 1W401, 1W402, 1W431. Pour le palier CP0, le risque est en première approche beaucoup plus faible voire inexistant (pour Fessenheim, pas de tableau 48V ; pour Bugey, LCA et LCC appartiennent à des volumes de feu différents).

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté de la modification est estimé à une réduction du risque de fusion de cœur de $6,7 \cdot 10^{-8}$.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 1535 k€ pour le palier CPY, soit 55 k€ par tranche.

I.6.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *la modification, Mise en place d'une installation de protection à eau de type sprinkler (CPY) dans les locaux W401+W402+W431, a été retenue dans le cadre du projet VD3 pour accroître les marges vis-à-vis de l'incendie et pour prendre en compte les résultats des études EPS (cf. courrier B. Dupraz du 22/12/2005) : autrement dit elle a été retenue en regard du bénéfice sûreté seul (estimé à $6,8 \cdot 10^{-8}$ /a.r. en termes de fusion du cœur par Électricité de France), et non pas en raison du ratio C/BS. Il est impossible de préjuger de la décision qui aurait été prise dans un autre contexte* ».

L'IRSN mentionne que l'estimation du bénéfice sûreté présentée par l'exploitant repose sur une contre-analyse simplifiée, qui, de l'avis de l'IRSN, n'est pas suffisamment robuste pour être utilisée en l'état dans le cadre d'une application de type C/B. Une analyse des incertitudes associées aux résultats de l'étude probabiliste aurait été souhaitable, pour conforter la décision de réaliser une modification dans ce cas.

L'IRSN considère que si la méthode « coût-bénéfice est utilisée pour le choix de la solution technique lors de la réalisation de la modification de mise en place d'une installation de protection à eau de type sprinkler (CPY) dans les locaux W401+W402+W431, l'estimation du bénéfice sûreté devra être basée sur une EPS incendie réalisée pour le palier CPY.

I.7. PROTECTION VIS-À-VIS DE PROJECTILES ÉMIS PAR GRANDS VENTS.

I.7.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Suite à une demande formulée par l'ASN, Électricité de France a élaboré un nouveau référentiel de conception [ENSNEA050020.A], pour prendre en compte les projectiles générés par les vents extrêmes tels que définis par la règle N&V 2000. L'application de ce référentiel au palier CPY a conduit à protéger notamment les aéroréfrigérants des diesels ainsi que les rejets SEC du Blayais.

Il convient de rappeler que l'application de ce référentiel se fait dans un cadre déterministe : il n'a pas été retenu de ne pas protéger certaines cibles, bien que leur taille ou leur localisation rende leur probabilité de destruction par un projectile extrêmement faible.

1.7.1.1. Aéroréfrigérants des diesels

Coût : 290 000,00 €

Bénéfice sûreté : 464,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de 10^{-08} /a.r.)

Ratio B/C : $1,6 \cdot 10^{-03}$

L'atteinte des aéroréfrigérants des diesels par un projectile peut provoquer la perte à très court terme (moins d'1 heure) du refroidissement des moteurs, rendant ainsi la fonction « Secours des alimentations électriques » indisponible. Or, les grands vents sont initiateurs d'un MDTE pour lequel la disponibilité des diesels est requise.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté apporté par la protection des diesels contre les projectiles consiste essentiellement en une réduction de la probabilité d'endommagement du cœur associé au risque de perte totale des alimentations électriques générée par un grand vent, qui peut faire perdre à la fois le réseau extérieur et les diesels. Ce bénéfice est estimé à 10^{-8} par tranche et par an.

COÛT

Pour l'ensemble du palier, le coût des modifications est estimé à 9,88 M€, soit un coût moyen par tranche de 290 k€.

1.7.1.2. Rejets SEC Blayais

Coût : 61 000,00 €

Bénéfice sûreté : 60,39 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,3 \cdot 10^{-09}$ /a.r.)

Ratio B/C : $9,9 \cdot 10^{-04}$

Ces tuyauteries, en composite, sont extrêmement sensibles aux chocs, notamment en période de froid. De plus, elles transitent au-dessus des chambres d'alimentation en eau brute du SEC. Leur rupture par un projectile provoquerait ainsi leur chute dans les bassins d'alimentation, le réchauffement de l'eau brute, ainsi qu'un risque d'atteinte des tambours filtrants SFI. Le risque de perte de la Source Froide en ces circonstances ne peut donc être écarté.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté apporté par la protection des tuyauteries SEC contre les projectiles consiste essentiellement en une réduction de la probabilité d'endommagement du cœur associé au risque de

perte totale de source froide générée par un grand vent. Ce bénéfice est estimé à $1,3 \cdot 10^{-9}$ par tranche et par an.

COÛT

L'ensemble des modifications est estimé à 242 k€, soit un coût moyen par tranche de 61 k€.

I.7.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN note que, dans son document en référence [5A_3], Électricité de France a indiqué que « *bien que leur bénéfice sûreté soit faible et de même que leur ratio C/BS, ces modifications ont été retenues en raison du caractère déterministe (cas de charge) de l'application de ce nouveau référentiel* ».

L'IRSN précise qu'aucun détail pour la quantification du bénéfice sûreté n'a été présenté par Électricité de France. En conséquence, l'IRSN ne peut pas se prononcer sur l'exactitude des résultats indiqués par Électricité de France.

L'IRSN considère que si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour le choix des solutions techniques lors de la réalisation de la modification de mise en place des protections vis-à-vis de projectiles émis par grands vents (aéroréfrigérants des diesels et rejets SEC Blayais), l'estimation du bénéfice sûreté devra être basée sur une analyse détaillée des risques liés aux grands vents. Cette analyse pourrait être réalisée dans le cadre de la prise en compte des agressions de type « grands vents » dans les EPS.

I.8. TRAVERSÉES SENSIBLES : AMÉLIORATION DE L'ÉTANCHÉITÉ DE CERTAINES TRAVERSÉES

Coût : 32 000,00 €

Bénéfice sûreté : ~ 500,00 € (réduction des doses en situation incidentelle ou accidentelle : $3,6 \cdot 10^{-02}$ H x mSv pour CPY et $5 \cdot 10^{-02}$ H x mSv pour CP0)

Ratio B/C : $1,7 \cdot 10^{-02}$

I.8.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La liste des traversées sensibles résulte d'une étude statistique réalisée à partir du REX des essais partiels des traversées de type C sur l'ensemble des traversées fluides, cette étude ayant permis d'identifier les traversées ayant la plus forte contribution à la fuite globale lors des bilans partiels réalisés sur les sites en début d'arrêt. Pour mémoire, lors des arrêts de tranche, les sites communiquent à leur DRIRE les résultats des essais périodiques de type C réalisés en début et en fin d'arrêt. Le critère « contractuel » à respecter est que le taux de fuite de l'ensemble des traversées de type C ne doit pas représenter plus de 50 % de la fuite globale autorisée fixée par le DAC (seul le critère fixé par le DAC est un critère réglementaire de sûreté : la répartition des fuites n'est qu'un critère dénommé ici « contractuel »). Selon cette évaluation de type « contractuelle », il est possible d'obtenir un gain en ne modifiant (par changement des clapets ou des robinets) que les traversées ayant une contribution significative au total des fuites des traversées de type C : on aboutit ainsi à un noyau dur optimisé de modifications à analyser.

Bénéfice SÛRETÉ

Électricité de France a effectué une quantification du bénéfice sûreté, en termes de doses efficaces absorbées par les individus en cas d'APRP et d'accident grave, après prise en compte des filtrages par les bâtiments environnants quand ils sont disponibles (hors situation H3), et en essayant de discriminer les traversées entre elles, selon le bénéfice sûreté qu'on pouvait escompter de chacune. Il en ressort, d'une part, que le bénéfice sûreté réel est très faible, la plupart des traversées débouchant sur filtre à iode, ce qui réduit fortement les rejets potentiels, et, d'autre part, que ce gain ne dépend pratiquement que du taux de fuites des traversées.

Pour l'ensemble des situations (accidents de dimensionnement et accidents graves), le bénéfice sûreté des modifications envisagées (remplacement par vannes ou clapets supposés sans fuite) est le suivant :

- pour le palier CPY, le gain en termes de dosimétrie est de $3,6 \cdot 10^{-2}$ HxmSV (réduction de l'ordre de 40 % des fuites aux traversées) ;
- pour Fessenheim et Bugey, le gain en termes de dosimétrie est de $5 \cdot 10^{-2}$ HxmSV (réduction de l'ordre de 55 % des fuites aux traversées).

COÛT

- pour le palier CPY, le coût est de 32 k€/tranche (157 k€ de mise en place de la modification moins 125 k€ de réduction de coût de maintenance, incluant la dosimétrie, pour les 10 ans d'exploitation entre VD3 et VD4) ;
- pour Fessenheim et Bugey, le coût est de 240 k€ par tranche (403 k€ de mise en place de la modification moins 163 k€ de réduction de coût de maintenance, incluant la dosimétrie, pour les 10 ans d'exploitation entre VD3 et VD4).

I.8.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'argumentation présentée par Électricité de France n'appelle pas de remarques de l'IRSN dans le cadre du GP coût-bénéfice.

I.9. RENFORCEMENT DE LA LIAISON TAM/VIROLE CPY DANS LES CONDITIONS DE DIMENSIONNEMENT ET PRISE EN COMPTE DE PRESSIONS PLUS ÉLEVÉES POUR LA TENUE MÉCANIQUE DES BOUCHONS : REMPLACEMENT DES VIS PAR DES BOULONS TRAVERSANTS

Coût : 374 000,00 €

Bénéfice sûreté : 164 560,00 € (réduction des rejets S1 de $1,8 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,44

I.9.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

L'instruction du dossier des enceintes à double paroi a mis en évidence l'importance de la liaison du tampon et de la virole vis-à-vis du maintien du confinement, en raison des déformations importantes générées dans cette zone en épreuve et en accident, mais aussi du fait des déformations irréversibles au niveau des brides, sous l'effet du fluage du béton.

Le TAM est l'une des seules traversées dont les éventuelles fuites se font directement vers l'atmosphère sans filtration. Une perte d'étanchéité à cet endroit en situation d'APRP entraîne des rejets. Les études (et le REX sur le Parc) menées dans le cadre de l'affaire ES1 ont montré que, compte tenu des défauts de planéité engendrés par les déformations différées du béton, l'interface entre les brides TAM / virole n'est pas conforme aux règles de l'art, ce qui pourrait être préjudiciable au maintien de l'étanchéité en situation d'APRP.

Il est donc nécessaire d'imposer des précontraintes plus importantes dans les boulons pour pouvoir rattraper les déformations de l'interface TAM / virole : les précontraintes nécessaires sont incompatibles avec la nuance d'acier des boulons actuels, ce qui nécessite leur remplacement.

La problématique est encore plus sensible au titre des Accidents Graves compte tenu des pressions enceinte plus importantes.

Le changement des boulons actuels par des boulons à plus haute résistance mécanique permet de garantir un serrage plus énergique favorable à un maintien du contact des brides en situation accidentelle : cette action consiste essentiellement à retrouver les marges d'origine sur l'étanchéité des TAM en minimisant le bâillement des brides (déformations permanentes liées au fluage) et de ce fait garantir une meilleure étanchéité en APRP.

NOTA : cette fiche recouvre aussi des aspects « Disponibilité » dans la mesure où le changement de nuance de l'acier des boulons pourrait éventuellement permettre de diminuer leur diamètre et de compenser ainsi les ovalisations relatives du TAM et de la virole, facilitant en cela les opérations de fermeture.

Bénéfice SÛRETÉ

Pour les accidents graves, il y a deux mécanismes de défaillance :

- le manque d'étanchéité sur la plage 0 - 6 bar : on aurait un rejet de type S4 ou plusieurs fois S4 avec une fréquence annuelle de l'ordre de quelques 10^{-6} ;
- la ruine du TAM (ou fuites importantes liées à un passage dans le domaine plastique ou de rupture des boulons), on aurait alors un rejet de type S1.

Le bénéfice sûreté vis-à-vis du changement des boulons du TAM, en termes de rejets de type S4, est de l'ordre de quelques 10^{-6} /a.r., et en termes de rejets de type S1 de l'ordre de $1,8 \cdot 10^{-7}$ /a.r.

COÛT

Le coût est estimé à 374 k€/tr.

I.9.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN rappelle que cette modification a été discutée lors des réunions du Groupe Permanent relatives à l'examen des accidents graves, des EPS et du confinement lors de la préparation des visites décennales. L'IRSN avait alors insisté sur l'intérêt à renforcer le système de fermeture du TAM et avait signalé un risque de rupture par cisaillement des boulons actuels du TAM des enceintes CPY pour une pression de l'ordre de 6 bar.

L'IRSN partage donc avec Électricité de France l'intérêt de la modification et l'expression du bénéfice sûreté en termes de rejet S1. Concernant l'ordre de grandeur en termes de fréquence, l'IRSN considère que celui-ci est minoré dans la mesure où les agressions externes ne sont pas prises en compte dans l'étude EPS de niveau 2. Cette remarque ne modifie pas la conclusion d'Électricité de France.

I.10. INSTRUMENTATION APE : INFORMATIONS SPA

I.10.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le concept SPA résulte des réflexions menées depuis le début des années 1990 sur la généralisation et l'évolution du concept initial événementiel du SSPA 1300. Deux revues techniques et le GP APE 900 (respectivement en 1994, 1997 et 1998) ont permis d'aboutir aux principes suivants :

- Exigences renforcées (dont redondance à l'identique ou fonctionnelle, et qualification au séisme), sur les 6 informations d'état constituant les fondements de l'APE (états fermés) ;
- Analyse de robustesse de l'ensemble des informations utilisées dans l'APE (tous états).

La déclinaison de la démarche associée aux informations post-accidentelles sur le palier 900MW est cohérente avec celle en cours sur le palier 1300 MWe. La mise à niveau matérielle éventuellement induite pour le palier 900 MWe a été programmée dans le cadre de la VD3.

I.10.1.1. Évolution logicielle de l'ébulliomètre : fiabilité des calculs, de l'information d'état des GMPP

Coût : 82 000,00 €

Bénéfice sûreté : 754,40 € (réduction des doses en situation incidentelle ou accidentelle de $5 \cdot 10^{-2}$ H x mSv)

Ratio B/C : $9,2 \cdot 10^{-3}$

L'information d'état des GMPP utilisée par l'ébulliomètre pour le calcul du niveau cuve est issue des cellules disjoncteurs des tableaux LGI et relayée par un relais répéteur unique avant d'être envoyée en 2 voies distinctes vers les ébulliomètres RIC 900 voie A et B. Cette information ne répond donc pas strictement aux exigences SPA de redondance.

L'absence de redondance complète se traduit par le risque d'une erreur dans l'affichage par l'ébulliomètre des informations N_{cuve} . Cette erreur n'est, en l'état actuel du logiciel et des procédures, pas décelable par l'opérateur en raison de l'utilisation de l'information inter validée entre les deux voies et de l'absence de contrôles internes de cohérence entre la voie A et la voie B. La conséquence est un risque d'orientation vers des séquences de conduite inadaptées à l'état réel de l'installation.

La surestimation de cette information ne présente pas de risque notable de conduire à une fusion du cœur. En revanche, sa sous-estimation est susceptible de conduire l'opérateur à adopter une conduite « dure » dans des situations ne le nécessitant pas. Cet aspect est pénalisant, notamment en termes de rejets dans les situations de RTGV.

La modification vise à garantir que les informations d'état des GMPP vues par la voie A et la voie B sont bien cohérentes entre elles et avec l'état réel des pompes primaires.

Elle vise donc à couvrir a minima les situations de RTGV, pour lesquelles un risque de rejets ne peut pas être écarté dans la situation actuelle.

Bénéfice SÛRETÉ

Ce bénéfice est estimé en comparaison avec la modification « non débordement en cas de RTGV » (voir paragraphe I.4 de cette annexe).

Avec le logiciel dans son état actuel, la conduite de la RTGV est susceptible d'être affectée : une sous-estimation de l'information « N_{cuve} » conduirait à adopter une conduite dure et risquerait

d'occasionner des rejets supérieurs à ceux calculés avec une conduite adaptée. Il est estimé que le gain est de même nature mais certainement inférieur à celui de la fiche « non débordement en cas de RTGV » : il s'agit en effet d'une optimisation du facteur humain, alors que la modification « non débordement en cas de RTGV » consiste à remplacer une action humaine par un automatisme.

Le bénéfice sûreté est estimé inférieur à $5 \cdot 10^{-2}$ H x mSv.

COÛT

Le coût est de l'ordre de 82 k€/tranche.

1.10.1.2. Qualification sismique des chaînes de mesure KRT/REN-APG

Coût : 418 000,00 €

Bénéfice sûreté : 75,24 € (réduction des doses en situation incidentelle ou accidentelle de $5 \cdot 10^{-3}$ H x mSv)

Ratio B/C : $1,8 \cdot 10^{-4}$

La redondance de la mesure d'activité des GV par KRT/WP (en phase vapeur) est assurée fonctionnellement par les mesures KRT/REN-APG (en phase liquide). Les études ont montré que la mesure d'activité GV en phase liquide KRT/REN-APG n'est pas qualifiée au séisme.

La mise à niveau consiste en une mise à niveau sismique des chaînes KRT/REN-APG et en un changement de la position de sécurité des vannes d'isolement intérieur enceinte de REN-APG (passage en position ouverte sur perte des sources électriques ou perte d'air comprimé).

Bénéfice SÛRETÉ

La problématique envisagée est liée au séisme. Dans des situations de brèches primaires avec fort relâchement d'activité dans l'enceinte, les chaînes KRT/WP sont rendues aveugles par la forte activité ambiante dans l'enceinte. Dans l'objectif de piéger une fuite primaire/secondaire pour, le cas échéant, isoler le GV affecté (et limiter ainsi les rejets), il est nécessaire de pouvoir discriminer le GV affecté, d'où la nécessité de disposer d'une mesure d'activité secondaire. Actuellement, c'est l'information sur la préexistence d'une fuite primaire/secondaire qui est utilisée pour déterminer le GV affecté. Quoi qu'il en soit, le bénéfice sûreté de la modification est très faible :

- soit on considère que les fuites sont dues à la préexistence d'une fuite primaire/secondaire qui est identifiée avant l'accident, et on peut alors isoler le GV affecté : les rejets à envisager dans ce cas sont extrêmement faibles ;
- soit on considère que l'on cumule une RTGV à une situation d'APRP, avec le séisme : le rejet à envisager sera alors plus important mais la probabilité de cette situation est du domaine du résiduel.

Le bénéfice sûreté de la modification envisagée est estimé inférieur à $5 \text{ Hx}\mu\text{Sv}$,

COÛT

Le coût est de 418 k€/tr par tranche.

1.10.1.3. Doublement de l'information "activité enceinte" en salle de commande

Coût : 10 000,00 €

Bénéfice sûreté : (très faible, estimé à 47 € à partir du ratio B/C; meilleure redondance de l'information ; classée FU)

Ratio B/C : $4,7 \cdot 10^{-03}$

Dans la configuration actuelle, l'information « Activité enceinte » est présente en SdC pour KRT 022 MA et dans une armoire électrique pour KRT 042 MA. Le rapatriement de cette dernière en SdC répond à une mise en cohérence avec le principe de redondance des informations concernées par le dossier SPA. Néanmoins, la chaîne KRT 042 MA initie une alarme en SdC, ce qui assure une redondance partielle de l'information dans la situation actuelle.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté est estimé comme étant très faible étant donné que la situation actuelle permet quand même une redondance, au moins partielle, de l'information.

Bien que le bénéfice sûreté soit vraisemblablement très faible (si bien qu'il n'est pas positionné sur le diagramme), cette modification permet d'assurer une meilleure redondance de l'information « activité enceinte », au sein du dossier SPA.

COÛT

Le coût est de 10 k€/tranche

I.10.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *d'un point de vue global, le dossier SPA permet d'aboutir à un ensemble d'exigences renforcées sur les 6 informations d'état constituant les fondements de TAPE (états fermés). Néanmoins, l'analyse plus détaillée des compléments réalisés dans le cadre de la VD3 900, pour renforcer ces exigences, a conduit à la conclusion que ces compléments particuliers VD3 ont peu d'impact sur la sûreté :*

- modification du logiciel Ébulliomètre : en situation de RTGV, en cas d'échec du relayage relatif à l'information d'état des GMPP et pour le cas où cet échec conduise à une sous-estimation de l'information, l'opérateur pourrait adopter une conduite plus « dure » de l'incident, ce qui pourrait avoir un impact sur les rejets dans cette situation. Qualitativement, la situation redoutée n'a lieu qu'en situation de cumul et l'impact est limité sur la quantité de rejets uniquement ; quantitativement, nous n'avons pas pu préjuger de cet impact. La quantification du bénéfice sûreté s'est effectuée en comparaison avec la modification VD3 relative au « non débordement en cas de RTGV », et a été jugée inférieure par avis d'expert, sur la base qu'ici la modification « Ébulliomètre » relève d'une optimisation du facteur humain, alors que la modification « Non débordement » conduit à l'installation d'un automatisme,
- qualification sismique des chaînes de mesure KRT/REN-APG : la modification a un impact sur les situations de brèche primaire cumulée à une RTGV, et à un séisme. Qualitativement la situation est jugée peu probable, le bénéfice sûreté est estimé par avis d'expert, en comparaison avec les 2 modifications précédemment mentionnées,
- doublement de l'information « Activité enceinte » en salle de commande : la situation actuelle permet une redondance partielle de l'information, par avis d'expert le bénéfice sûreté est jugé encore plus faible que ceux des modifications précédemment mentionnées.

Bien que d'un point de vue déterministe, ces 3 compléments puissent être présentés comme requis vis-à-vis de la démonstration de sûreté, il n'empêche que le bénéfice sûreté qui y est associé est estimé globalement faible.

Comme précisé avant, il est impossible de préjuger des décisions qui auraient été prises dans un autre contexte, néanmoins il est certain que le fait que ces exigences soient un requis à la démonstration de sûreté restera toujours un argument fort pour justifier de la réalisation de ces modifications : ces cas sont bien identifiés de façon particulière dans le document ENSN060101A « Intégration de la démarche C/BS dans une démarche décisionnelle globale ».

L'IRSN mentionne que, pour les dispositions SPA, une certaine importance sur la sûreté des tranches est généralement associée. Pour l'IRSN, le bénéfice faible estimé par Électricité de France pour les dispositions SPA est dû à une modélisation incomplète dans les EPS, compte tenu du fait que la défaillance ou la dérive des informations à la disposition des opérateurs n'est généralement pas considérée. De plus, le séisme n'est pas inclus dans les EPS, afin de permettre l'analyse des modifications concernées. En conclusion, l'IRSN considère que la quantification proposée par Électricité de France pour le bénéfice de sûreté n'est pas adaptée pour une application de la méthode « coût-bénéfice ».

L'IRSN considère que si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour le choix des solutions techniques lors de la réalisation des modifications SPA, l'estimation du bénéfice sûreté devra être basée sur une analyse probabiliste détaillée avec notamment la prise en compte exhaustive de l'instrumentation ainsi que le séisme.

D'une manière générale, l'IRSN considère que, lorsqu'un écart important entre l'estimation probabiliste du bénéfice sûreté et les exigences déterministes de sûreté est constaté, Électricité de France doit justifier la pertinence du modèle probabiliste utilisé notamment de son domaine de couverture et du niveau de détail de la modélisation.

I.11. INSTRUMENTATION D'ÉVALUATION EN TEMPS RÉEL DU RISQUE HYDROGÈNE

Coût : 109 000,00 €

Bénéfice sûreté : 45,78 € (réduction des rejets S3 de 10^{-09} /a.r. ; valeur majorée)

Ratio B/C : $4,2 \cdot 10^{-04}$

I.11.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La mise en place de mesure de risque hydrogène a été envisagée afin de mieux connaître le déroulement d'un accident grave. Ces appareils permettent, en mesurant la teneur en hydrogène dans l'enceinte, d'évaluer le risque lié à un désinertage de l'enceinte (mise en service de l'EAS) ou à la création d'un pic hydrogène consécutif au renoyage du corium lors de la remise en service d'un appoint au primaire. A l'origine, Électricité de France avait envisagé la mise en place d'hydrogènemètres de type Whittaker. Les essais de tenue de ces matériels aux conditions d'accidents graves ont montré que ces hydrogènemètres ne pouvaient pas être utilisés dans de telles conditions. L'utilisation d'autres procédés de mesure reste possible. Un bilan avantage inconvénients de ces mesures a été transmis à l'IRSN. La détection d'hydrogène par mesure de température des plaques de recombineurs semble celle ayant le plus de chance d'être viable. C'est celle qui est étudiée ici.

Bénéfice SÛRETÉ

Compte tenu de la précision de mesure des hydrogènemètres et de l'absence de garantie totale de la représentativité de la mesure, il est jugé plus dangereux de remettre en service de façon anticipée l'EAS sur une simple mesure de teneur faible en hydrogène plutôt que d'attendre 6 heures. Une mise en service de l'EAS prématurée risque en effet de désinertiser l'enceinte alors que la teneur en hydrogène peut encore être localement importante. Ce désinertage peut alors entraîner une combustion hydrogène, une perte de confinement et un rejet de type S1.

A l'inverse, une mise en service anticipée de l'EAS permet de dépressuriser plus rapidement l'enceinte et donc de réduire les rejets via les fuites naturelles de l'enceinte. On réduit ainsi une fraction des rejets de type S4. La probabilité des scénarios où l'EAS est initialement perdu et restauré dans les 6 premières heures est de l'ordre de 10^{-8} /an.

Bien que la probabilité de gain soit certainement sensiblement plus forte que la probabilité de perte, compte tenu de l'écart entre les conséquences (rejets S1 d'un côté, fraction de rejets S4 évités de l'autre), le bénéfice global n'est pas du tout certain. Il serait donc préférable si cette mesure était installée de recommander aux opérateurs et aux équipes de crise de ne pas l'utiliser pour la conduite. Le bénéfice sûreté est alors nul.

COÛT

Le coût de cette modification est évalué à 109 k€ par tranche

I.11.2. ANALYSE DE L'IRSN

Pour l'IRSN, l'analyse coût-bénéfice proposée par Électricité de France semble montrer que la modification qu'il propose ne permet pas l'évaluation en temps réel du risque hydrogène et ne répond donc pas à la demande formulée par la DGSNR. Pour l'IRSN, l'analyse coût-bénéfice ne peut pas se justifier pour une modification qui ne répond pas, par conception, au besoin initial.

L'IRSN a d'ailleurs déjà indiqué à Électricité de France, dans le cadre des suites des VD3 900, que la modification proposée (une mesure de température sur un seul recombineur) était insuffisante.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *une mesure de risque hydrogène totalement fiable et parfaitement représentative des concentrations locales d'hydrogène aurait le bénéfice sûreté évalué dans la note ENSN040047B (mise en service anticipée de l'EAS sans attendre le délai de 6 heures) sans le risque éventuel (mise en service prématurée de l'EAS pouvant entraîner une combustion hydrogène lors du désinertage de l'enceinte et une perte éventuelle de confinement). Une majoration de ce gain est fournie dans la note ENSN040147B qui n'a pas pris en compte dans la quantification l'inconvénient de la modification.* »

Pour l'IRSN, le principal intérêt de l'installation d'une mesure liée au risque hydrogène est de donner la possibilité aux opérateurs de conduite ou aux équipes de crise de vérifier que leur diagnostic de la progression de l'accident est correct et conforme aux préconisations du GIAG. Le bénéfice sûreté devrait donc être évalué à partir de la fréquence des situations pour lesquelles les opérateurs seraient conduits à réaliser des actions inopportunes (renoyage pendant la phase de production d'hydrogène ou démarrage de l'aspersion enceinte) à la suite d'une erreur de diagnostic. De manière générale, l'IRSN

estime qu'Électricité de France accorde une trop grande confiance à la robustesse des préconisations du GIAG, ce que montrent les réponses apportées au questionnaire en référence [5A_13] :

- pour Électricité de France, la modification proposée n'apporte pas de gain vis-à-vis de la gestion du renoyage du corium, celle-ci étant basée uniquement sur les courbes fournies dans le GIAG ;
- pour Électricité de France, le délai de 6 heures (prévu dans le GIAG pour le démarrage de l'EAS si celui-ci n'a pas été démarré) est suffisant pour éviter tout risque lié au désinertage de l'enceinte, Électricité de France n'ayant pas connaissance de situations d'accident grave pour lesquelles ce délai serait insuffisant.

A titre indicatif, dans son modèle EPS2 REP 900, l'IRSN obtient une fréquence élevée d'application inopportune du GIAG conduisant à une fréquence de perte du confinement égale à $8,3 \cdot 10^{-9}$ pour une probabilité conditionnelle de perte du confinement de $7,7 \cdot 10^{-3}$ si l'EAS est en service et de $1,47 \cdot 10^{-2}$ sinon (ces valeurs ont été calculées en supposant que le dispositif de fermeture du TAM a été renforcé et que la défaillance de l'enceinte en zone courante est le seul mode de défaillance du confinement). Avec ce résultat, le bénéfice sûreté correspondant à une réduction de rejet S1 de $8,3 \cdot 10^{-9}$ /a.r serait égal à 1,04 k€ et le ratio C/B à $9,6 \cdot 10^{-3}$. En supposant que la perte du confinement est certaine en cas d'action inopportune, le ratio C/B serait alors au moins égal à 0,65. Ces valeurs ne prenant pas en compte les initiateurs externes d'accident, devraient, de plus, être majorées.

En conclusion de son analyse, l'IRSN considère que la définition du bénéfice sûreté dans l'application de la méthode coût-bénéfice par Électricité de France à l'installation d'une mesure de concentration d'hydrogène n'est pas correcte et doit s'appuyer sur le risque d'action inopportune pouvant menacer le confinement (et non sur le bénéfice apporté par une remise en service plus précoce de l'EAS qui est négligeable). Sur la base de sa propre évaluation, l'IRSN estime que le ratio C/B associé à cette modification est élevé (de l'ordre de $1 \cdot 10^{-2}$ à 0,65) avec une incertitude liée à la tenue du confinement et qu'il devrait même être majoré pour prendre en compte les initiateurs externes.

I.12. RE-CALIBRAGE DU DIAPHRAGME U5 (BGY)

Coût : 30 000,00 €

Bénéfice sûreté : 13 500,00 € (réduction des rejets S3 de $3 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,45

I.12.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Les radiers de Bugey comportent 3 alvéoles concentriques dont l'étanchéité n'est pas assurée jusqu'à la pression maximum envisagée dans l'enceinte de confinement en situation AG (6 bars). Les 2 alvéoles centrales ont été remplies de sable sans pour autant garantir l'absence de rejet direct après percement par le corium de la première dalle du radier. Cette particularité n'a pas d'impact sur la fréquence de percement du radier qui reste sur Bugey comparable à celle du palier CPY. Elle est évaluée à $5,1 \cdot 10^{-7}$ /a.r. Cependant, dans un scénario sans EAS, la cinétique de rejet sous forme de bouffées serait plus néfaste vis-à-vis des conséquences radiologiques. La modification envisagée consiste à réduire la pression dans l'enceinte de confinement à environ 3 bar, à l'instant de percement de la première dalle

du radier. Cet objectif est obtenu par le redimensionnement du diaphragme des lignes de décompression enceinte U5 et par l'anticipation de l'ouverture de U5 à 24 heures.

A ce jour, l'efficacité de cette modification reste à vérifier. Cette vérification s'appuiera notamment sur le code de calcul TOLBIAC-ICB.

Bénéfice SÛRETÉ

La particularité de Bugey n'ayant pas d'impact sur la fréquence de percement du radier, les tranches concernées satisfont à l'exigence affichée par le référentiel AG. Cependant, plusieurs séquences de l'EPS niveau 2, auraient des conséquences « rejets » plus sévères sur Bugey que sur le reste du parc. La modification envisagée permettrait de les réduire. Les séquences accidentelles concernées sont celles conduisant au percement du radier en l'absence de dépressurisation par EAS. La fréquence cumulée de ces séquences est évaluée en ordre de grandeur à $1,1 \cdot 10^{-7}$ par l'EPS de niveau 2 CPY. Sans modification, les rejets sont de type S2 : bouffée lors de la percée du radier sans facteur de battement. Avec la modification, les rejets sont plus tardifs (donc moins importants) et filtrés par le sol (donc diffusion plus lente, mais le sol ne filtre ni l'iode organique ni les gaz rares). Ces rejets via le sol ou directs sont « enveloppés » par le terme source S3 qui suppose les rejets à 24 heures de l'iode organique et des gaz rares contenus dans le BR. Les doses cumulées prises sont donc sensiblement les mêmes, mais elles sont réparties sur une population plus large. En l'absence de modification et donc de facteur de battement, les rejets « voie air » via la percée du radier risquent de ne pas être compatibles avec le PPI (non respect des objectifs de conséquences radiologiques du référentiel AG) mais, compte tenu de leur probabilité, l'objectif probabiliste relatif aux rejets non compatibles avec le PPI, serait respecté). Il n'y a donc pas de risque de non respect des exigences du référentiel AG.

Par conservatisme on assimilera donc le gain à une réduction de rejets S3 de $3 \cdot 10^{-7}$ par tranche et par an. (valeur de $1,13 \cdot 10^{-7}$ majorée à $3 \cdot 10^{-7}$ pour tenir compte de l'importance éventuellement de l'absence de facteur de battement).

COÛT

Le coût de la modification du diaphragme est évalué à 30 k€ par tranche.

I.12.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'application proposée par Électricité de France de la méthode coût-bénéfice à cette modification fait apparaître un ratio C/B relativement élevé, alors que le bénéfice sûreté est quelque peu sous-estimé pour les raisons suivantes :

- la fréquence des situations conduisant l'interaction corium-béton est sous-estimée dans le modèle EPS 2 d'Électricité de France à cause des conservatismes introduits sur les phénomènes susceptibles de se produire en amont ;
- une rupture d'étanchéité au niveau des alvéoles se traduirait dans l'esprit du public par la non maîtrise du confinement par l'exploitant et donc par des coûts d'image plus élevés qu'un accident conduisant exclusivement à l'ouverture du dispositif U5.

Cette remarque ne modifie pas les conclusions d'Électricité de France.

Nota : l'IRSN signale qu'il est abusif (par définition des termes sources de référence) de considérer que des rejets S2 puissent être enveloppés par des rejets S3.

I.13. FIABILISATION DE L'OUVERTURE DES SOUPAPES DU PRESSURISEUR

Coût : 428 000,00 €

Bénéfice sûreté : 175 480,00 € (réduction des rejets S1 de $2 \cdot 10^{-07}$ /a.r. et augmentation des rejets S3 de $2 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,41

I.13.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Pour assurer la fonction « dépressurisation du circuit primaire », la conception actuelle de la commande à distance des soupapes SEBIM du pressuriseur nécessite une alimentation électrique permanente de leur électroaimant donc la disponibilité de la source électrique et des câbles d'alimentation. Le résultat des essais de comportement des câbles n'est pas encore connu à ce jour. Pour s'affranchir de l'exigence de disponibilité permanente de l'alimentation électrique, le remplacement de la commande à distance actuelle par un dispositif bistable est envisagé. La mise en place de cette modification rendrait inutile tout remplacement de câbles d'alimentation des SEBIM. La commande à distance monostable actuelle (par électroaimant) est remplacée par une commande bistable. La solution retenue par le Directoire VD3 900 est un dispositif d'accrochage magnétique sur la commande par électroaimant. Dans cette option, les câbles actuels peuvent être conservés quel que soit le résultat des essais en cours.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice attendu de cette modification concerne la réduction du risque de percement de la cuve en pression (phase court terme) et la pérennité dans la durée de l'efficacité de la restauration d'un moyen d'appoint au primaire.

Les résultats suivants ont été obtenus :

- diminution (gain) des rejets associés à S1 : de l'ordre de $2 \cdot 10^{-7}$ / a.r ;
- augmentation en rejets associés à S2 : $1.3 \cdot 10^{-9}$ /a.r ;
- augmentation des rejets associé à S3 : $2. \cdot 10^{-7}$ /a.r.

COÛT

Le coût de la modification a été évalué à 428 k€ par tranche.

I.13.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN partage avec Électricité de France l'analyse de cette modification et fait simplement remarquer que, dans le bénéfice sûreté, auraient également pu être comptabilisées, dans la situation actuelle, les situations avec ouverture des soupapes SEBIM avant entrée dans le GIAG compte tenu d'un risque de refermeture lié à la non tenue des câbles d'alimentation électriques. Cette remarque ne modifie pas les conclusions d'Électricité de France.

I.14. DÉTECTION DE LA PERCÉE DE LA CUVE

Coût : 145 000,00 €

Bénéfice sûreté : (estimé à 44,95 € sur la base du ration B/C, réduction négligeable des rejets S3)

Ratio B/C : $3 \cdot 10^{-04}$

I.14.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le diagnostic de percement cuve est fait par les équipes de crise sur la base de raisonnements physiques éventuellement appuyés par les outils de calcul à leur disposition.

La modification concerne l'équipement des tranches d'un dispositif de détection du percement de la cuve ou du début d'interaction corium/béton.

Concrètement, la modification consiste à installer sous la cuve, sur le radier, 4 thermocouples qui détecteraient l'augmentation importante de température due à l'arrivée du corium sur le radier. Les thermocouples utilisés seraient du même type que celui adopté pour les mesures de température RIC, déjà utilisés pour la détection de la situation de fusion cœur et qui a donné satisfaction lors des essais de comportement en situation AG.

Bénéfice SÛRETÉ

L'intérêt de cette information vis-à-vis de la conduite de l'installation est très faible. Le GIAG a en effet été conçu afin qu'aucune décision en matière de conduite de l'installation ne dépende de cette information. Le seul gain potentiel pourrait concerner la possibilité, sur certains scénarios complexes, de mieux optimiser la conduite des moyens d'appoint et dans certains cas de ralentir la percée du radier en remettant en service de façon plus précoce des appoints qui auraient pu être restaurés. La fréquence des scénarios potentiellement concernés est difficilement quantifiable par le modèle EPS, mais elle est très faible. Le gain éventuel l'est encore davantage. L'intérêt de cette information vis-à-vis des décisions d'engagement des parades « voie eau » est également très faible. En effet, dans l'état actuel des installations, les décisions en matière d'engagement éventuel de travaux lourds de protection des populations (parades « voie eau ») seraient prises dès l'entrée en GIAG sur détection de fusion du cœur. La disponibilité d'une détection de percement cuve ne permettrait de différer ces décisions que de quelques heures. Malgré le coût élevé des parades « voie eau », ce gain de temps est trop faible pour être valorisable. Par ailleurs cette information ne peut pas être utilisée pour décider de l'application des contremesures prévues par le PPI.

Cette modification a été placée au plus bas de l'échelle.

COÛT

Le coût de la modification a été évalué 145 k€ par tranche.

I.14.2. ANALYSE DE L'IRSN

Pour l'IRSN, l'intérêt de la détection de la percée de la cuve est de faciliter la gestion à long terme d'un accident grave compte tenu notamment de la difficulté à prédire un délai avant rupture de la cuve. En l'absence d'une telle mesure, il pourrait s'avérer très délicat de connaître l'état de la cuve et donc de savoir si la priorité doit être ou non donnée au maintien de son intégrité.

La connaissance de l'instant de percée de cuve apporterait une information précieuse pour la gestion opérationnelle du site et pour la communication vers le public.

Ces aspects ne sont pas abordés dans la méthode coût-bénéfice qui ne semble donc pas appropriée pour ce type de modification.

I.15. RELÈVEMENT DU SEUIL DE TARAGE DES SOUPAPES RIS BP

Coût : ? (faible sur le palier CPY et inférieur à 14 000 € sur le CP0)

Bénéfice sûreté : 90,00 € (réduction des rejets S3 de $2 \cdot 10^{-09}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,36

I.15.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le tarage actuel des soupapes RIS placées au refoulement des pompes ISBP ne permet pas d'envisager l'utilisation de la fonction recirculation jusqu'à la pression maximum envisagée dans l'enceinte de confinement sans risque de créer des rejets liquides aux soupapes. Cette limitation conduit à une prescription d'anticipation de la dépressurisation par U5 dans le GIAG.

La solution envisageable consiste à relever de 0,8 bar le tarage des soupapes par un simple réglage des soupapes, sans modification matérielle.

Sur le CP0 la modification doit être confirmée après l'étude de comportement du système RIS aux conditions d'accidents graves.

Bénéfice SÛRETÉ

Cette modification n'a pas d'impact sur les rejets précoces. Elle permet de faire fonctionner le RIS BP avec des pressions enceinte comprises entre 5,2 et 6 bar sans avoir à ouvrir U5. Elle se traduit donc par une réduction du risque d'ouverture de U5 entraînant des rejets tardifs filtrés, associés au niveau de rejets du terme source S3900, de l'ordre de $2 \cdot 10^{-9}$ /a.r. (il n'est pas exclu cependant que, malgré le fonctionnement du RISBP, ces scénarios aboutissent à une percée du radier et donc à des rejets atmosphériques de type S'3). Cette estimation du gain est donc majorante.

Elle permet, en outre, de retarder l'ouverture de U5, et donc de légèrement minimiser les rejets associés dans les cas où celle-ci ne peut pas être évitée.

COÛT

Sur le palier CPY ; l'opération de tarage peut être réalisée sur site. Le coût est donc faible.

Sur le CP0, la modification du tarage nécessite le remplacement du ressort et des rondelles d'appui de la tête de soupape. Le coût de ce remplacement n'a pas encore été chiffré mais, en tout état de cause, il devrait être inférieur au remplacement de la soupape qui est de 14 K€ pour les 2 soupapes d'une tranche.

I.15.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'analyse d'Électricité de France n'appelle pas de remarque de la part de l'IRSN.

I.16. CP0 : ARRÊT AUTOMATIQUE DES GMPP SUR SIGNAL TEMPÉRATURE HAUTE PALIER

Coût : 310 000,00 €

Bénéfice sûreté : 27 280,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $6 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : $8,8 \cdot 10^{-02}$

I.16.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La mise à jour de l'EPS de niveau 1 (estimant le risque de fusion du cœur) s'inscrit dans le respect du processus de mise à jour des modèles d'études probabilistes de référence sur la période décennale courant du réexamen de sûreté VD2 au réexamen de sûreté VD3. Dans le cadre de cette mise à jour, le modèle CPY a intégré principalement les modifications VD2 ainsi que le retour d'expérience d'études et d'exploitation qui s'y rapporte ; les analyses fonctionnelles ont été révisées et de nouvelles méthodes (MERMOS pour le facteur humain et COMPACT pour le contrôle-commande) ont été utilisées. Enfin, le modèle CPY, ainsi obtenu, a été particularisé à Bugey et à Fessenheim, par l'intégration des différences prépondérantes entre les paliers (sources électriques, source froide principalement).

A l'issue de cette mise à jour, le risque de fusion du cœur par année-réacteur est le suivant :

- Pour CPY : $4,9 \cdot 10^{-6}$ /a.r. ;
- Pour Bugey : $6,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r. ;
- Pour Fessenheim : $5,8 \cdot 10^{-6}$ /a.r.

L'augmentation du risque global de fusion du cœur est de 26% pour Bugey et de 20% pour Fessenheim, par rapport au CPY : cette hausse est principalement due à l'absence d'automatisme d'arrêt des GMPP sur critères températures paliers/butées du moteur, pour des scénarios de perte des tableaux LH par défaillance de cause commune.

Actuellement en cas de perte des tableaux LH par défaillance de cause commune, l'arrêt des GMPP sur le palier CP0 repose uniquement sur une action humaine. Sa probabilité d'échec est estimée moins élevée sur le CPY, car, sur le palier CP0, l'absence d'automatisme d'arrêt des GMPP est notoire : le système de conduite privilégie alors la protection des GMPP.

La mise en cohérence entre les paliers a néanmoins été décidée, ce qui conduit à mettre en place sur le CP0 un automatisme d'arrêt des GMPP sur un signal de haute température paliers et butées. A l'identique de l'existant sur le CPY, la modification consiste à surveiller les températures des paliers du moteur de chacun des GMPP (palier supérieur moteur, patin supérieur butée, patin inférieur butée, patin inférieur moteur), et à déclencher la pompe si l'une de ces 4 températures dépasse le seuil très haut de 80°C.

Bénéfice SÛRETÉ

Dans le modèle de référence VD2-REX de Bugey et de Fessenheim, la séquence fonctionnelle est estimée à $6 \cdot 10^{-7}$ /a.r. (avec un certain conservatisme au niveau de l'initiateur : moins de contacteurs sur le CP0 par rapport au CPY). Une modification du contrôle commande des GMPP serait à l'origine d'un gain sûreté égal à la probabilité de la séquence fonctionnelle, soit $6 \cdot 10^{-7}$ /a.r.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 1860 k€ pour le palier CP0, soit 310 k€ par tranche.

I.16.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN a noté que le bénéfice sûreté est quantifié par l'exploitant en considérant uniquement l'initiateur « Perte des tableaux LH par défaillance de cause commune ».

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « le bénéfice sûreté de la modification « CP0 - arrêt automatique des GMPP sur signal température haute palier » est issu de la note EMESF040152A « Évaluation probabiliste du niveau de sûreté des tranches CP0 avant VD3 »,

transmise dans le cadre de l'instruction du modèle EPS pour le réexamen de sûreté VD3 900. Dans cette note, il est identifié une séquence fonctionnelle spécifique au CP0 : « Échec arrêt des GMPP par l'opérateur sur DCC LH », de poids $6,15 \cdot 10^{-7}$ /a.r. (arrondi à $6 \cdot 10^{-7}$ pour l'exercice C/BS) vis-à-vis de la fusion du cœur. La modification décidée a pour objectif d'homogénéiser les paliers CP0 et CPY vis-à-vis de cet initiateur de DCC LH.

La modification a effectivement aussi un impact sur les situations de type H1, mais cet impact est de moindre importance (de l'ordre de quelques 10^{-8} d'après la note EMESM040068A « Modèle EPS900 CP0 VD2 REX : note de synthèse », transmise dans le cadre de l'instruction du GP VD3 - thème EPS), et ne remet pas en cause l'ordre de grandeur attendu du bénéfice sûreté. L'exercice mené dans le cadre de la VD3 avait pour but de vérifier la faisabilité de l'application C/BS sur un nombre important de modifications à enjeux sûreté divers : dans ce cadre, cette modification ne pose pas de problème de quantification du bénéfice sûreté, puisque celui-ci est obtenu par une utilisation classique du modèle EPS. Il n'a pas été recherché une grande précision dans les résultats (que nous avons d'ailleurs initialement arrondi ici). »

L'IRSN rappelle que, lors de l'instruction technique occasionnée par la VD3 900 MWe (rapport GP DSR50-03), l'IRSN a estimé que la fréquence de la séquence fonctionnelle « Échec arrêt des GMPP par l'opérateur sur DCC LH » était sous-estimée et présentait des incertitudes importantes. En effet la quantification des erreurs humaines relatives à l'arrêt manuel des pompes primaires était inférieure d'un facteur trois aux valeurs proposées pour le palier CPY. L'exploitant a justifié cette quantification par le fait que les opérateurs savent que les GMPP n'ont pas de signal automatique de déclenchement sur température haute palier et, en conséquence, que le Cadre Technique (CT) va certainement accélérer la conduite pour protéger les GMPP. L'IRSN considère que ces arguments ne justifiaient pas le facteur 1/3 proposé et que, en conséquence, la fréquence de la séquence pourrait être de l'ordre de $3 \cdot 10^{-6}$ /a.r., en reprenant la valeur retenue pour le CPY. De plus, pour l'IRSN, le délai opérateur (30 minutes) est incertain. Sans valorisation de cet arrêt manuel, la fréquence serait de l'ordre de $5 \cdot 10^{-5}$ /a.r. En conclusion pour l'IRSN le bénéfice sûreté se retrouve dans la fourchette $3 \cdot 10^{-6}$ /a.r. - $5 \cdot 10^{-5}$ /a.r.)

L'IRSN considère que, si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour le choix des solutions techniques lors de la réalisation de l'arrêt automatique des GMPP sur signal température haute palier pour le palier CP0, l'estimation du bénéfice sûreté devra se baser sur une EPS prenant en compte les remarques de l'IRSN formulées à l'occasion de la VD3 900 MWe.

I.17. MDTE DE SITE : MODIFICATION DE LA LOGIQUE DE PROTECTION DES DIESELS

Coût : 106 000,00 €

Bénéfice sûreté : 59 360,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,56

I.17.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Suite à l'inondation du Blayais en décembre 1999, la question de la robustesse des installations vis-à-vis des agressions externes présentant un risque de mode commun a été relancée : pour la VD3,

cette analyse a été étendue à l'ensemble des initiateurs d'agressions externes susceptibles de présenter un risque de mode commun pour la station de pompage ou les alimentations électriques externes. Ce qui suit concerne les situations de MDTE de site d'une durée de 15 jours.

La perte du réseau externe (et par conséquent la nécessité de fonctionner sur les diesels) peut être occasionnée par un certain nombre d'événements, et notamment le séisme ou les tempêtes. Le séisme est considéré comme étant la situation dimensionnante dans la mesure où il rend indisponibles tous les matériels qui n'y sont pas qualifiés, notamment le GUS. En revanche, les initiateurs hors séisme (tempête, IRG, inondation...) ont une fréquence d'occurrence estimée plus importante pour des conséquences à court terme jugées moins importantes.

Le risque principal en MDTE de site est celui de la perte simultanée des deux diesels d'une même tranche pour cause de pannes majeures, i.e. ne pouvant pas être réparées suffisamment rapidement (indisponibilité dite « longue ») : en cas de séisme, l'indisponibilité longue cumulée des 2 diesels sur 24 heures est considérée comme menant à une fusion du cœur.

Pour les initiateurs hors séisme, les principales différences fonctionnelles se situent au niveau d'une disponibilité plus importante des moyens d'appoint complémentaires au secondaire (bâches SER, poste de déminéralisation, moyens externes plus facilement mis en œuvre...). En cas de perte des diesels, les réserves secondaires à disposition de la TPS ASG sont plus importantes, ce qui permet de considérer que les délais de réparation disponibles avant fusion du cœur sont plus longs.

L'objet de la modification est de rétablir les protections non prioritaires des diesels pour permettre de diminuer les risques de pannes longues (i.e. nécessitant des temps de réparation importants), l'idée étant que, dans une logique de fonctionnement en « diesels de production » (fonctionnement long terme), la plupart des pannes longues peuvent être évitées par les protections qui sont actuellement inhibées lors du fonctionnement en « marche ou crève » demandé sur le court terme.

Bénéfice SÛRETÉ

Les agressions de site ne sont traditionnellement pas quantifiées par les EPS, qui considèrent plutôt des initiateurs de tranche. En utilisant les outils fiabilistes disponibles les plus récents, permettant de modéliser les scénarios de pertes de tensions en prenant en compte les dépendances temporelles, Électricité de France estime le bénéfice sûreté de cette modification de l'ordre de $1,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r. (valeur majorante du bénéfice sûreté supposant une réduction complète du risque de panne longue des diesels).

COÛT

Le coût est estimé à 106 k€ / tranche.

I.17.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « pour le dossier « Modification de la logique de protections des diesels », comme pour tous les autres dossiers examinés à ce jour avec l'application de la méthode C/BS, la quantification du bénéfice sûreté est indépendante de l'application C/BS elle-même.

Pour toute modification, il est, et il a toujours été, légitime de quantifier l'ordre de grandeur du risque encouru sans modification, et du bénéfice attendu de celle-ci. Cette quantification est la

représentation, à un instant donné, de l'état des connaissances sur une problématique donnée, et en particulier du niveau de risque associé à la situation initiale. Si ce niveau de connaissances évolue, la quantification du bénéfice sûreté peut alors elle aussi évoluer autant que possible. Cette représentation a bien pour objectif d'être la plus réaliste possible, puisqu'elle a toujours été, et restera, un élément important parmi d'autres, à prendre en compte pour retenir ou non la modification. Néanmoins la méthode C/BS n'apporte aucune incertitude supplémentaire par rapport à la quantification du bénéfice sûreté. »

L'IRSN précise qu'il n'est pas démontré que la modification est bénéfique pour la sûreté. L'impact de cette modification sur la sûreté dépend de la liste de protections non prioritaires à rétablir, de leur logique et du calage des seuils. Cette modification peut mieux protéger les diesels mais elle peut conduire dans le même temps à la défiabilisation de la fonction d'alimentation des tableaux LH par les diesels par activation des protections. Il n'est pas réaliste de considérer l'absence complète du risque de panne longue des diesels. Par ailleurs, la définition de cette modification est en cours d'instruction par l'IRSN. Elle est également proposée pour EPR (l'IRSN a émis des réserves quant à son impact positif sur la sûreté).

Compte tenu des aspects mentionnés ci-dessus, l'IRSN considère que la valeur du bénéfice sûreté estimée par l'exploitant pour la modification de la logique de protection des diesels n'est pas justifiée.

D'une manière générale, l'IRSN estime qu'il n'est pas réaliste de quantifier le bénéfice sûreté en considérant qu'une modification, non évaluée en détail, résoudra complètement un problème donné sans introduire d'inconvénient. Cette approche peut conduire à surévaluer le gain probabiliste.

L'IRSN considère que si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour le choix des solutions techniques dans le cadre de l'accroissement de la robustesse des installations vis-à-vis des agressions externes, l'estimation du bénéfice sûreté devra être réalisée en utilisant des outils probabilistes adaptés, à savoir des EPS intégrant les agressions externes.

I. 18. DIMINUTION DE L'IMPACT RADIOLOGIQUE DES ÉCHANGEURS REN

Coût : 140 000,00 €

Bénéfice sûreté : 322 000,00 € (réduction de la dosimétrie en exploitation normale de 10 - 30 H x mSv / a.r.)

Ratio B/C : 2,3

I. 18.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Améliorer la radioprotection (dosimétrie et maîtrise de la contamination) est une ambition forte de la DPN assortie d'objectifs volontaristes. Cette amélioration se construit au quotidien au travers, d'une part des projets « Management de la RP & ALARA » et « Propreté Radiologique » et leurs plans

d'actions : Affaire Assainissement, Chimie Haut Lithium, Injection de Zinc ..., d'autre part de l'évolution des organisations et des pratiques stimulées par l'actualisation du référentiel RP.

La modification consiste à installer, autour des échangeurs REN, des protections biologiques qualifiées au séisme, sans impact sur la maintenance (accessibilité aux vannes environnantes) et sur le remplacement des matériels. Les protections biologiques sont prévues sur le palier CPY uniquement (les échangeurs ne sont pas situés dans une zone de passage pour le CP0).

Bénéfice SÛRETÉ

La modification entraîne une réduction de la dosimétrie de passage en exploitation normale. Ce gain est estimé à ce jour à un ordre de grandeur se situant entre 10 et 30 H x mSv par an et par tranche.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 112 k€ par tranche. A ce coût s'ajoute une dosimétrie du chantier de 10 à 15 H x mSv pour l'implantation de la modification. Le coût total de la modification est ainsi estimé à 130 à 140 k€ par tranche.

L'amélioration de l'exploitation (chaîne KRT) et de la maintenance (nettoyage, décontamination, remplacement) n'a pas été valorisée.

I.18.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

I.19. EXTENSION DE LA PURIFICATION GROS DÉBIT

Coût : 736 000,00 €

Bénéfice sûreté : 883 200,00 € (réduction de la dosimétrie en exploitation normale de 30 - 90 H x mSv / a.r.)

Ratio B/C : 1,2

I.19.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Cette modification se situe dans le même contexte que la modification des échangeurs REN.

La modification consiste à augmenter le débit de la purification du primaire sur le palier 900 MWe pour la mettre à un niveau de performance proche de celle du palier 1300 MWe. Pour cela, on augmente le débit de décharge du RCV en jouant sur la régulation de la vanne RCV 13VP, et en orientant le débit de décharge vers le filtre RCV 01 Fi et vers les déminéraliseurs banalisés TEP 05, 06 ou 07 DE. Le circuit de décharge sera protégé par une soupape adaptée à un débit de décharge de l'ordre de 40 m³/h. L'objectif est de fixer durant la phase d'oxygénation du primaire le maximum d'espèces (Ni, Co, Ag...) sur les filtres du TEP. Cette opération poursuit plusieurs objectifs :

- améliorer la qualité radiologique de l'eau primaire ;
- limiter la redéposition des oxydes sur les parois, en fixant précocement et efficacement ceux-ci sur les résines échangeuses d'ions des déminéraliseurs du TEP ;
- obtenir le plus rapidement possible le critère d'arrêt des GMPP pour éviter une perte de temps sur le planning type ASR 900.

La modification de purification grand débit peut apporter un gain maximum de 2 heures sur le planning. Ce gain ne suffit pas à justifier la modification. L'exploitant doit plutôt privilégier

l'amélioration de la qualité radiologique de l'eau primaire au-delà des critères actuels, mais dans ce cas, ces 2 heures ne seront pas gagnées.

Bénéfice SÛRETÉ

La modification entraîne une réduction de la dosimétrie normale en arrêt de tranche. Ce gain est évalué comme étant compris entre 30 et 90 H x mSv par an et par tranche.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 652 k€ par tranche. A ce coût s'ajoute une dosimétrie du chantier de 47 H x mSv pour l'implantation de la modification. Le coût total de la modification est ainsi estimé à 736 k€ par tranche.

I.19.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

I.20. MISE EN PLACE DE CALORIFUGES DÉMONTABLES SUR CERTAINS CIRCUITS

Coût : 204 000,00 €

Bénéfice sûreté : 99 960,00 € (réduction de la dosimétrie en exploitation normale de 6,6 H x mSv / a.r.)

Ratio B/C : 0,49

I.20.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Cette modification se situe dans le même contexte que la modification des échangeurs REN et la purification grand débit. La modification consiste à substituer une série de calorifuges classiques par des semi-métalliques. Le temps de pose - dépose est alors réduit de 35 à 65%. Il en est de même pour les doses prises lors de ces opérations. Cette substitution serait ciblée sur les parties de l'installation où les interventions sont les plus fréquentes et dosantes (TO-TP (11m) et THP des GV, brides des échangeurs RRA01 et 02 RF et ligne ARE 000TY).

Bénéfice SÛRETÉ

La modification entraîne une réduction de la dosimétrie en exploitation normale. Ce gain est évalué à 6,6 H x mSv par tranche et par an.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 204 k€ par tranche.

I.20.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

I.21. MODIFICATION CHÂÎNE PMC CPY

Coût : 1 658 000,00 €

Bénéfice sûreté : non chiffré (réduction des rejets S1 de $3,6 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 6

I.21.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La modification consiste à augmenter la cadence de manutention du combustible tout en améliorant la sûreté. Dans ce but, on dote le PMC d'améliorations mécaniques et d'une supervision. Le contenu de cette modification est établi après une large concertation avec les sites 900. On retient un ensemble d'améliorations qui permettent de sécuriser et d'accélérer la manutention du combustible tout en améliorant la sûreté de cette opération.

La modification du PMC et de certains équipements connexes (grappin, chausse-pied, vidéo...) ainsi que la mise en place de la fonction supervision devrait permettre de gagner 27 heures sur le planning de référence ASR 900. En outre, cette modification va permettre d'améliorer la sécurité et la sûreté de la constitution du cœur, en traçant en temps réel tous les mouvements du combustible tant en BK qu'en BR. Cette traçabilité est une garantie pour ne pas renouveler un presque incident de criticité du rechargement du type de celui de Dampierre.

Bénéfice SÛRETÉ

Cette modification sur le PMC renforce la traçabilité en temps réel, en suivant chaque élément combustible depuis son emplacement en BK jusqu'à sa place en cuve en BR. Ce souci de traçabilité répond aux recommandations issues de l'affaire criticité. La fonction supervision est donc une réponse alternative pour garantir à la fois des cadences élevées et la non-constitution d'un massif critique.

Le risque d'une erreur au rechargement est estimé à $157 \times 2,3 \cdot 10^{-7}$ (157 : nombre d'assemblages pour une tranche 900 et $2,3 \cdot 10^{-7}$: risque d'erreur à chaque mise en place). La modification PMC envisagée en VD3 réduit de manière conséquente la fréquence d'occurrence d'une erreur de rechargement en introduisant des lignes de défense matérielles. Le risque que cette erreur de rechargement mène à une redivergence en neutrons prompts (rejets S1) est estimé à 10^{-2} (estimation « best estimate »). La réduction du risque de rejets S1 est donc estimée à : $157 \times 2,3 \cdot 10^{-7} \times 10^{-2} = 3,6 \cdot 10^{-7}$. Par ailleurs, la modification, en réduisant la durée de la manutention, réduit aussi le risque, en cas de vidange rapide d'une piscine, d'avoir un assemblage dénoyé par échec de la remise en position sûre de cet assemblage.

COÛT

Le coût de la modification PMC est estimé à 1658 k€ par tranche.

Cette modification engendre une réduction des durées d'arrêt pouvant être de l'ordre d'une journée par arrêt : ce gain est valorisé à 3800 k€ environ. Le coût global de possession est donc vraisemblablement négatif même en prenant en compte le coût de la formation des opérateurs. En toute rigueur, la modification n'est pas positionnable sur le diagramme. La modification est, en fait, positionnée en R2 (Rejets Précoces de type S1) dans le diagramme coût bénéfice sans prendre en compte le gain disponibilité.

I.21.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

II. HIÉRARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 900

II.1. PNXX 1097 : SUIVI DE LA CAPACITÉ THERMIQUE SEC/RR1

Coût : -41 000,00 € (7 035 000 € - 8 170 000 € (disponibilité) /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 86,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $2 \cdot 10^{-09}$ /a.r.)

Ratio B/C : 2

II.1.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La modification PNXX 1097 mise en œuvre sur les tranches CPY a consisté à ajouter une mesure de débit par ultrason sur les lignes SEC, et à créer de nouvelles alarmes : débit SEC < 0,7 Qn et débit SEC < 0,4 Qn ainsi qu'une alarme de température froide RRI et un suivi de la température du fluide à la sortie des échangeurs RRI/SEC via un enregistreur situé en salle de commande. L'alarme ΔP par file qui n'était pas forcément représentative du colmatage de l'échangeur a été supprimée. L'intégration du dossier de modification PNXX 1097 ne modifie pas fondamentalement la méthode dite « des abaques » appliquée pour la détection de l'encrassement lors de l'EP hebdomadaire. Cependant, les différents points de la modification améliorent la visibilité par l'exploitant et la réactivité du système en cas d'encrassement des échangeurs sur la file en service.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour principaux objets :

- de diversifier les critères d'entrée en situation H1 (création de nouvelles alarmes) ;
- d'améliorer la surveillance du colmatage par la fiabilisation du suivi de l'encrassement (ajout de la mesure de débit SEC et mesure de la ΔP globale).

En termes de disponibilité, elle a pour but de réduire le risque de repli en AN/GV aux conditions de connexion du RRA, suite à l'indisponibilité simultanée de deux demi-échangeurs.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,9 \cdot 10^{-9}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 7 035 k€ pour le palier CPY. L'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite imputable à un manque d'anticipation sur le nettoyage des échangeurs de 1,4 h/a.r. Cette durée est assimilée en totalité à un gain de disponibilité.

II.1.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

II.2. PNXX 1121 : FIABILISATION DU LLS

Coût : -604 000,00 € (5 402 000 € - 22 300 000 € (disponibilité) /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 59 000,00 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,3 \cdot 10^{-06}$ /a.r.)

Ratio B/C : 4

II.2.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Pour améliorer la fiabilité de la turbine LLS, l'affaire Parc AP 9416 a été ouverte. Celle-ci comporte plusieurs modifications du Turbo Alternateur de Secours (TAS) LLS. La modification PNXX 1121 évaluée ici traite des actions suivantes :

- remplacement du dispositif mécanique d'arrêt par survitesse par un dispositif électrique ;
- fiabilisation du matériel électrique ;
- amélioration de la liaison d'entraînement du régulateur de vitesse ;
- modification de la logique de commande du ventilateur LLS 001ZV, modification de la logique de commande du ventilateur LLS 001ZV, support à la motopompe RIS 011 PO, afin d'asservir le démarrage de ce ventilateur à la présence tension 380V sur l'armoire LLS 001 AR provenant du tableau intertranche LKI, en complément de celle provenant des turbo-alternateurs LLS.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour objet :

- de fiabiliser dans son ensemble le fonctionnement du turbo-alternateur LLS ;
- d'améliorer la fiabilité de la mission d'IJPP lorsque la pompe RIS 011 PO est alimentée par le tableau inter-tranches LKI en situation de DCC LH.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 5 402 k€ pour le palier CPY. L'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite imputable à des problèmes liés aux survitesses de la turbine de 3,8 h/a.r.

II.2.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

L'IRSN souligne néanmoins que, compte tenu d'un bénéfice potentiellement important, à la fois en termes de bénéfice sûreté et en termes de disponibilité, plusieurs solutions pour la fiabilisation du LLS auraient pu être analysées.

II.3. PNXX 1126 : ISOLEMENT AUTOMATIQUE DE LA DÉCHARGE DU RCV

Coût : 192 000,00 € (5 363 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 1 416,96 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $3,1 \cdot 10^{-08}$ /a.r.)

Ratio B/C : $7,38 \cdot 10^{-03}$

II.3.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

L'objet de la modification est d'assurer un isolement automatique de la ligne de décharge du RCV sur un signal représentatif de la perte de la source froide RRI au niveau de l'échangeur non régénérateur RCV 002 RF. Cet isolement a pour but d'éviter la dégradation des filtres RCV 003 et 004 FI dont les débris pourraient entraîner l'endommagement des pompes RCV et donc une brèche aux joints des GMPP par perte de l'injection aux joints. Ce signal correspond à la détection d'une

« Très haute température » élaborée en logique 1/2 par les chaînes de mesure existantes RCV 002 MT et RCV 003 MT. L'isolement automatique est assuré par la fermeture des deux vannes TOR pneumatiques en série sur la ligne de décharge : RCV 003 VP et RCV 007 VP. L'apparition du signal « Très Haute Température » enclenche une entrée calculateur RCV 435 EC et une alarme de couleur blanche (Catégorie 3) RCV 428 AA qui disparaît à la fermeture de la vanne RCV 007 VP.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour principal objet d'assurer un isolement automatique prioritaire de la ligne de décharge sur un signal représentatif de la perte de la source froide RRI au niveau de l'échangeur non régénérateur RCV 002 RF.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $3,1 \cdot 10^{-8}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 5 327 k€ pour le palier CPY. La dosimétrie chantier est estimée à 2 HxmSV/tr.

II.3.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « le bénéfice sûreté a été estimé dans le cadre de l'application de la méthode C/BS à $3,1 \cdot 10^{-8}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

Dans le cadre du réexamen de sûreté VD2, la note EMEMF010021A « Projet REPS 900 : synthèse de la mise à jour phase 1 et présentation du modèle post-VD2 », référencée dans le Rapport de Sûreté standard édition VD2, indique que « la prise en compte de la modification d'isolement automatique de la décharge du RCV permet de réduire le risque initial d'un facteur 2, le ramenant ainsi à environ $5 \cdot 10^{-7}$ /a.r. ».

L'écart entre les 2 estimations s'explique par le fait qu'à l'époque, la prise en compte de la modification matérielle VD2 avait conduit à la suppression du facteur humain d'isolement de la décharge. Dans le modèle EPS900VD2-REX qui a servi au réexamen de sûreté VD3 et qui a été depuis utilisé dans le cadre de l'application de la méthode C/BS pour l'instruction du GP, un facteur humain a été réintroduit, qui concerne des « actions conservatoires en situation H1 » (isolement des débits nuls des pompes RCV et des retours joints n°1): cette action est considérée nécessaire même en présence de l'isolement automatique de la décharge. La prise en compte de ce facteur humain, indépendante de l'application de la méthode C/BS, a amoindri le bénéfice sûreté apporté par la modification, ce qui explique la nouvelle quantification à la baisse du bénéfice sûreté ».

L'IRSN note que le faible écart entre les deux situations, avec ou sans isolement manuel de la décharge, est induit par un faible écart entre la probabilité d'une erreur humaine d'isolement manuel de la décharge avant 17 minutes ($3,3 \cdot 10^{-02}$) et la probabilité d'une erreur humaine de non-réalisation des mesures conservatoires avant 65 minutes ($4 \cdot 10^{-03}$).

L'IRSN note que, lors de la présentation du domaine complémentaire Parité MOX, Électricité de France a indiqué que la fréquence de fusion du cœur associée à la séquence fonctionnelle "Perte RRI ou SEC en état a ou b" est, dans le modèle EPS de référence, de $2 \cdot 10^{-05}$ / a.r. La fréquence de fusion du cœur

associée à cette séquence fonctionnelle est ramenée à 10^{-07} / a.r. avec la disposition complémentaire "Isolement automatique de la décharge RCV".

Pour l'IRSN le gain maximal, en termes de fréquence de fusion du cœur, apporté par cette modification est donc de l'ordre de 10^{-05} .

Par ailleurs, l'IRSN note que la valeur C/BS calculée par Électricité de France, en utilisant le gain probabiliste de $3,1 \cdot 10^{-8}$ /a.r. présentait plutôt une décision défavorable à l'implémentation de la modification. Si une fourchette était utilisée à la place d'une valeur point, la décision aurait pu être différente.

L'IRSN mentionne que, concernant la valorisation probabiliste de l'isolement automatique de la décharge du RCV, plusieurs valeurs ont été présentées par Électricité de France dans différents dossiers. Ces différences sont dues, notamment, à une évolution des hypothèses d'étude, à la finesse de la modélisation ou à la levée de conservatismes.

D'une manière générale, l'IRSN estime qu'une fourchette des valeurs du gain probabiliste (une valeur maximale et une valeur minimale), plutôt qu'une valeur point, doit être utilisée lors de l'application de la méthode coût-bénéfice. Il est notamment important de déterminer cette fourchette de valeurs lorsqu'un écart important est constaté entre le gain probabiliste et les considérations déterministes ou réglementaires.

II.4. PNXX 1135 : MODIFICATION DE LA LOGIQUE DE PROTECTION DES GMPP SUR TRÈS HAUT DÉBIT DE FUITE AU JOINT N° 1

Coût : 77 000,00 € (2 163 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 454,30 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1 \cdot 10^{-08}$ /a.r.)

Ratio B/C : $5,9 \cdot 10^{-03}$

II.4.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉES PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Depuis la fuite aux joints des pompes primaires survenue à TIHANGE 1 en 83, il existe un automatisme de déclenchement des pompes primaires et d'isolement du retour du joint 1 en cas de débit de fuite élevé. Cet automatisme est validé par P11 et l'isolement du retour est temporisé à une minute.

Lors de l'incident de TRICASTIN du 02/07/91, le franchissement du seuil de débit élevé sur la ligne de retour joint n°1 d'une pompe primaire associé à une pression supérieure à P11, a provoqué le déclenchement de la pompe correspondante. La non refermeture d'une vanne GCT a été à l'origine d'un sur-refroidissement et du franchissement du seuil P11 15 secondes seulement après le déclenchement de la pompe (soit pendant la temporisation d'une minute associée au ralentissement de la pompe). La perte de l'information P>P11 a alors empêché la fin de la séquence de protection du GMPP consistant en l'isolement du retour du joint n°1. L'ordre de fermeture de la vanne d'isolement de la ligne de retour joint n'ayant été donné par l'opérateur que 10 min après le franchissement du seuil de débit, le joint n°2, sollicité en pression et en température, a cédé. Cet incident s'est traduit par une fuite de 15 à 18 m³/h dans le BR jusqu'à la refermeture du joint n°2 à 120 bar (300 m³ d'effluents recueillis dans le BR).

Dans ce contexte, il a été envisagé de modifier l'automatisme afin de ne plus utiliser le signal P11 pour l'isolement de la ligne de retour fuites joint n°1 mais également pour le déclenchement du GMPP.

L'arrêt automatique du GMPP se fait sur franchissement du seuil de très haut débit de fuite après une temporisation T1 de 10 s tandis que l'isolement de la ligne de retour fuites « joint n°1 » se fait après une temporisation T2 de 1 min. Le verrouillage s'effectue lorsque l'on est en AN/RRA (utilisation du signal RCP « pression primaire RCP 39 MP > Max »). Les deux temporisations existaient déjà dans l'ancien automatisme, seul leur réglage a été repris au titre de la modification.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour objet de fiabiliser le déclenchement automatique de GMPP ainsi que l'isolement de la ligne de retour « fuites joint n°1 » en cas de très haut débit de fuites au joint n°1.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,0 \cdot 10^{-8}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 2 163 K€ pour le palier CPY.

II.4.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Pour l'IRSN, la modification de la logique de protection des GMPP sur très haut débit de fuite au joint n°1 correspond à la correction d'une anomalie, l'automatisme prévu ne couvrant pas l'ensemble des situations. Par ailleurs, cette anomalie n'a pas fait l'objet d'une modélisation dans les EPS, aucun échec de l'automatisme ou du facteur humain lié à l'isolement des retours des joints primaires n'étant considéré.

D'une manière générale, l'IRSN, considère que, lorsque la méthode coût-bénéfice est utilisée pour des modifications visant la correction d'anomalies constatées lors de l'exploitation des tranches, l'utilisation d'une EPS de « conception » qui n'intègre pas ces anomalies, n'est pas toujours adaptée pour la quantification du bénéfice sûreté. Des études complémentaires détaillées sont nécessaires dans ce cas.

II.5. PNX 1222 : DIVERSIFICATION DES DISJONCTEURS D'AAR

Coût : 95 000,00 € (2 663 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 6374,5 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,4 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : $6,7 \cdot 10^{-02}$

II.5.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Lorsqu'un seuil d'AAR est atteint, l'émission du signal correspondant provoque l'ouverture des disjoncteurs d'AAR et la chute des grappes.

La modification relative à l'affaire PNX 1222 a pour but de diversifier les disjoncteurs d'AAR. Ainsi, afin de pallier un refus d'ouverture des disjoncteurs d'AAR, la présence du signal d'AAR coupe l'alimentation 48V= des cartes starters de commande des thyristors coupant elle-même l'alimentation de commande des gâchettes des thyristors des ESP (Équipements Statiques de Puissance situés dans les armoires RGL). Les bobines RGL n'étant plus alimentées, les grappes chutent gravitairement.

Ce signal étant un palliatif à la défaillance des disjoncteurs d'AAR, il est temporisé afin de ne pas se substituer aux signaux d'AAR impactant les disjoncteurs. Il est intitulé Nouveau Signal Palliatif (NSP).

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour objet d'élaborer, en parallèle du palliatif ATWS, un automatisme qui permette de pallier une non-ouverture des interrupteurs d'arrêt automatique du réacteur. Le but de cette modification n'est pas de recréer un AAR de dimensionnement, mais de contribuer à diminuer la probabilité de non chute des grappes.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,4 \cdot 10^{-7}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 2 663 k€ pour le palier CPY.

II.5.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « ce bénéfice sûreté a été estimé dans le cadre de l'application de la méthode C/BS à $1,4 \cdot 10^{-7}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur. Dans le cadre du réexamen de sûreté VD2, la note EMEMF010021A « Projet REPS 900 : synthèse de la mise à jour phase 1 et présentation du modèle post-VD2 », référencée dans le Rapport de Sûreté standard édition VD2, indique que « l'introduction de la modification de diversification fonctionnelle des disjoncteurs d'arrêt d'urgence permet de réduire le risque initial d'un facteur 2, le ramenant ainsi à $2 \cdot 10^{-7}$ /a.r. ». L'ordre de grandeur entre les deux quantifications est ici tout à fait cohérent, l'écart s'expliquant vraisemblablement par la mise à jour des données issues du REX entre les 2 modèles EPS (profil et données de fiabilité principalement).

Une recherche rapide au niveau de l'historique de la modification indique que, comme l'a rappelé l'IRSN le 15/11/2006, cette modification a bien été proposée initialement par l'IRSN sur la base de considérations probabilistes : l'EPS 900 initiale réalisée par l'IRSN avait bien mis en évidence le poids jugé prépondérant (84%) des défaillances de cause commune des IAU dans le risque ATWS, la famille ATWS contribuant elle-même à hauteur de $4,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r. au risque de fusion du cœur, soit 9% du risque global.

A cette époque, Électricité de France avait cependant démontré que la réduction de certains conservatismes excessifs introduits dans l'analyse initiale des séquences ATWS permettait de ramener le risque ATWS à une valeur acceptable. Néanmoins le principe d'une diversification fonctionnelle des l'AAR avait été accepté par Électricité de France pour diverses considérations, notamment celles visant à réduire le risque de fusion en pression. Cette modification améliore effectivement la situation quel que soit le niveau de risque initial ; le risque ATWS n'est alors constitué, quasi exclusivement, que par les blocages de grappes ».

L'IRSN n'a pas d'éléments pouvant remettre en question l'évaluation probabiliste du bénéfice sûreté proposée par Électricité de France.

Par ailleurs, l'estimation du bénéfice sûreté induit par la diversification des disjoncteurs d'AAR confirme la position de l'IRSN qui a demandé sa prise en compte dans la liste des dispositions complémentaires pour le palier CPY.

II.6. PNXX 1269 : AMÉLIORATION DU DVS

Coût : 24 000,00 € (670 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 5952 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,3 \cdot 10^{-7}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,248

II.6.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

L'ensemble des ventilateurs de soufflage et d'extraction d'air DVS étaient considérés nécessaires au bon fonctionnement des moteurs des pompes RISBP et EAS. Cependant, cette hypothèse fonctionnelle a été infirmée : la capacité du DVS à évacuer les pertes calorifiques d'un moteur de pompe avec le ventilateur de soufflage ou d'extraction seul a été démontrée et validée par des essais.

La modification PNXX 1269 consiste en la suppression de la subordination de la mise hors service du ventilateur d'extraction à celle du ventilateur de soufflage associé (en contrepartie du non respect de la fonction confinement, le local moteur étant normalement en surpression par rapport au local pompe).

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour objet d'améliorer la fiabilité globale du système DVS support aux moteurs des pompes RISBP et EAS.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,3 \cdot 10^{-7}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 670 k€ pour le palier CPY.

II.6.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *le bénéfice sûreté a été établi sur la base du modèle EPS900VD2-REX, sans prise en compte de la canicule. L'impact sur le confinement (difficile à quantifier) a été jugé par avis d'expert négligeable par rapport à l'impact sur le risque de fusion du cœur* ».

L'IRSN considère que, compte tenu de la valorisation importante en termes de bénéfice sûreté, plusieurs solutions d'amélioration du DVS auraient pu être analysées.

Par ailleurs, l'IRSN considère que la prise en compte de la canicule ou des températures extérieures extrêmes dans les EPS, aurait pu avoir un impact non négligeable sur le choix de la solution technique pour la modification « Amélioration du DVS ». En effet, les EPS retiennent une valeur moyenne pour la température extérieure. Une évolution de cette valeur de température peut modifier sensiblement les critères de succès pour certains systèmes de ventilation.

L'IRSN estime qu'une analyse détaillée prenant en compte la canicule doit être réalisée afin de déterminer le bénéfice sûreté et la couverture de la modification PNXX 1269.

II.7. PNX 1314 : REDONDANCE FONCTIONNELLE DE L'ASG

Coût : 260 000,00 € (7 292 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 172 900 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $3,8 \cdot 10^{-6}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,665

II.7.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

L'objectif de la modification relative à la redondance fonctionnelle de l'ASG est :

- de fiabiliser les moyens de conduite disponibles en situation de mode commun LH, de manière à réduire le risque de fusion du cœur associé. La modification consiste à fiabiliser la fonction d'alimentation en eau des générateurs de vapeur, en offrant la possibilité d'utiliser les pompes d'extraction CEX en secours de la turbopompe ASG, dans le cadre du Guide d'Action de l'Équipe de Crise (GAEC), en situation de perte LHA-LHB ;
- de fiabiliser la fonction d'injection aux joints des pompes primaires, en permettant le basculement automatique de l'alimentation électrique de la pompe RIS 011 PO sur le tableau commun LKI, en cas de défaillance du turboalternateur LLS en situation de perte LHA-LHB.

Ces modifications ont été mises en œuvre pour pallier les défaillances de cause commune sur les tableaux électriques secourus mises en évidence lors de l'incendie du tableau LHB survenu à CRUAS.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour principal intérêt de réduire de manière significative le risque de fusion du cœur associé aux défaillances de cause commune des tableaux LH.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,4 \cdot 10^{-7}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 7 292 k€ pour le palier CPY.

II.7.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

L'IRSN rappelle que, lors de la présentation du domaine complémentaire parité MOX pour la disposition complémentaire « Alimentation des GV par CEX en secours de la TPS », la fréquence de fusion du cœur associée à la séquence fonctionnelle « Mode commun LH » était de $3,7 \cdot 10^{-6}$ / a.r. La fréquence de fusion du cœur associée à cette séquence fonctionnelle est ramenée à $8,4 \cdot 10^{-7}$ / a.r. avec la disposition complémentaire « Alimentation des GV par CEX en secours de la TPS ». A cette occasion l'IRSN avait estimé nécessaire qu'Électricité de France revoie la modélisation de la mission « Alimentation des GV par CEX en secours de la TPS » et, par ailleurs l'IRSN avait estimé que, compte tenu de la fréquence relativement élevée de fusion du cœur ($8,4 \cdot 10^{-7}$ /tr.an), il ne pouvait pas se prononcer sur le caractère suffisant de cette disposition complémentaire.

L'IRSN note que le gain probabiliste est différent dans les deux dossiers (10^{-7} /a.r. pour le C/BS et $2 \cdot 10^{-6}$ /a.r. pour le domaine complémentaire). Ces différences sont dues, notamment, à une évolution des hypothèses d'étude, à la finesse de la modélisation ou à la levée de conservatismes.

Pour l'IRSN, compte tenu du fait que le risque après la modification reste important, plusieurs solutions auraient pu faire l'objet d'une analyse C/BS.

II.8. PTZZ 0841 : REMPLACEMENT DES ORIFICES RCV PAR UNE VANNE RÉGLANTE

Coût : -200 000,00 € (18 829 000 € - 24 442 000 € (disponibilité+autres) /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 97 000,00 € (réduction de dosimétrie associée aux interventions de maintenance de 6,4 H x mSv /a.r.)

Ratio B/C : 3

II.8.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Afin de réduire la dosimétrie en exploitation associée à des opérations trop fréquentes de maintenance de la robinetterie de la ligne de décharge et de fiabiliser la fonction d'isolement intérieure de la décharge RCV, la ligne de décharge RCV a été réétudiée.

La modification consiste à installer, au plus près de l'enceinte, l'organe d'isolement intérieur enceinte et à remplacer les trois lignes avec orifices de détente et vannes pneumatiques (RCV 007, 008 et 009 VP) par une nouvelle ligne unique. Sur cette nouvelle ligne sont installées une vanne réglante pneumatique RCV 381 VP et une vanne TOR pneumatique d'isolement intérieure RCV 007 VP.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification permet :

- de réduire la dosimétrie en exploitation associée aux interventions de maintenance en réduisant le nombre et la nature des matériels installés dans le local.
- de fiabiliser la fonction isolement intérieure de la décharge RCV.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à 6,4 HxmSV/a.r. en termes de réduction de la dosimétrie en exploitation (dosimétrie associée aux interventions de maintenance).

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 17 005 k€ pour le palier CPY. La dosimétrie chantier est estimée à 36,2 HxmSV/tr. L'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite évitée grâce à la modification de 3,7 h/a.r. Enfin, le gain associé à la réduction des coûts de maintenance est évalué à 14 k€/a.r.

II.8.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

II.9. PNXX 1120 : PRÉSENCE D'AIR DANS LES TUYAUTERIES RIS-EAS

Coût : 659 000,00 € (18 442 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 823 750 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,8 \cdot 10^{-05}$ /a.r.)

Ratio B/C : 1,25

II.9.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Diverses investigations ont mis en évidence un défaut d'éventage des lignes de recirculation sur puisards BR en amont des pompes RIS et EAS. Pendant la phase d'aspiration directe à la bache PTR, le comportement des pompes RIS et EAS est normal puisque la portion de circuit qui contient la poche d'air

n'intervient pas. Par contre, lors du passage en recirculation sur les puisards, la présence d'une poche d'air pourrait :

- provoquer la cavitation des pompes par diminution du NPSH, et diminuer de façon transitoire le débit ;
- désamorcer les pompes si la bulle d'air est prisonnière de la volute, ce qui pourrait entraîner la perte des fonctions RIS et EAS sur les deux voies par destruction des pompes ;
- en cas d'accident, provoquer l'arrivée d'eau très chaude (150°C) directement sur la vanne, empêchant ainsi son ouverture (effet chaudière).

Pour les lignes RIS et EAS, la modification PNXX 1120 doit permettre d'éviter la présence d'air à l'aspiration de la bache PTR et des puisards BR en facilitant l'éventage des lignes correspondantes.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour objet d'empêcher la formation de volumes d'air importants à l'aspiration des puisards BR et de la bache PTR et de garantir la fonction de sauvegarde RIS/EAS.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $1,8.10^{-5}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 18 031 k€ pour le palier CPY. La dosimétrie chantier est estimée à 11,3 HxmSV/tr.

II.9.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *pour cette modification, comme pour toutes les autres, lorsqu'une problématique apparaît, dans la plupart des cas plusieurs solutions sont envisageables pour remédier au risque identifié. Chaque solution comporte des avantages et des inconvénients qu'il convient de peser au mieux avant de décider du choix de l'option à retenir pour la phase de réalisation, cette option pouvant être une des solutions proposées ou alors une combinaison de plusieurs solutions, Pour tous les lots de modifications, y compris pour les lots plus anciens comme le lot 93, cette démarche a toujours été suivie.* »

Compte tenu de l'absence de détails concernant la quantification du bénéfice sûreté, le risque résiduel après la réalisation de la modification et les autres solutions analysées, l'IRSN ne peut pas se prononcer sur l'application de la méthode coût-bénéfice pour la modification visant à éliminer la présence d'air dans les tuyauteries RIS-EAS.

II.10. MODIFICATIONS CONCERNANT LE PHÉNOMÈNE FARLEY TIHANGE

II.10.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

II.10.1.1. PNXX 1130 : Farley Tihange - suppression des robinets RIS 127 et 287 VP

Coût : -1 827 000,00 € (18 829 000 € - 24 442 000 € (disponibilité+autres) /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 76 100,00 € (réduction de dosimétrie associée aux interventions de maintenance de 5 H x mSv /a.r.)

Ratio B/C : 6

Trois incidents significatifs de fissurations de soudures ont été recensés depuis 1987. Ces incidents sont la conséquence de sollicitations par fatigue thermique des lignes RIS, induites par des fuites d'eau froide provenant de la mauvaise étanchéité des robinets RIS HP. Dans certaines circonstances, ces sollicitations peuvent entraîner la fissuration des tronçons de tuyauteries RIS situés en aval du premier organe d'isolement (clapet RCP). Les vannes concernées par la modification sont les vannes RIS 127 et 287 VP sur la ligne de test du RIB. Cette modification vise à supprimer le risque de perte d'étanchéité de ces robinets, la pénétration d'eau froide dans le CPP étant susceptible d'entraîner la fissuration de la tuyauterie par fatigue thermique dans la zone de mélange en aval des clapets RCP. C'est le phénomène de Farley-Tihange.

Elle consiste à maintenir la ligne de test en l'état après la désolidarisation de la ligne principale et le bouchage des tés et des extrémités de la ligne par des bouchons soudés. Cette ligne devient un bras mort.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour objet de supprimer le risque de fatigue thermique des lignes RIS-RCP consécutive à une fuite d'eau froide due à l'inétanchéité du robinet d'isolement RIS 287 VP. Un choix technico-économique a conduit à maintenir la ligne de test en place en la désolidarisant de la ligne principale.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à 5,0 HxmSV/a.r. en termes de réduction de la dosimétrie en exploitation (dosimétrie associée aux interventions de maintenance).

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 3 004 k€ pour le palier CPY. La dosimétrie chantier est estimée à 1,5 HxmSV/tr. L'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite évitée grâce à la modification de 7,9 h/a.r. Enfin, le gain associé à la réduction des coûts de maintenance est évalué à 40 k€/a.r.

II.10.1.2. PNXX 1294 : Farley Tihange - protection contre injection d'eau dans RIS BC/BF

Coût : -917 000,00 € (20 418 000 € - 46 080 000 € (disponibilité) /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 76 300,00 € (réduction de dosimétrie associée aux interventions de maintenance de 5 H x mSv /a.r.)

Ratio B/C : 5

Afin de traiter les fuites froides éventuelles sur les vannes d'isolement du RIS-HP et d'empêcher qu'elles ne provoquent des phénomènes de fatigue thermique (sur les piquages RIS-HP du CPP) en se mélangeant à l'eau chaude du circuit primaire en aval des clapets primaires, la modification retenue consiste à installer un circuit de détournement des fuites des vannes RIS 020 et 021 VP. En cas d'inétanchéité des vannes RIS 020 et 021 VP, les fuites froides allant du RCV vers les boucles primaires sont orientées en amont de la vanne RCV 013 VP et en aval de l'échangeur non régénérateur. Cette fuite conduit à une augmentation de pression en aval des vannes RIS. Une alarme demande alors l'ouverture de ces lignes vers le RCV par l'ouverture de la vanne RCV 363 VP.

Ce circuit de détournement des fuites est installé à l'extérieur de l'enceinte entre les traversées RIS HP, à l'aval des vannes RIS 020 et 021 VP, et la décharge RCV. La pression dans ce circuit est maintenue inférieure à 155 bar ce qui permet de garantir l'absence d'injection d'eau froide du RISHP vers le primaire. En fonctionnement normal, ce circuit est isolable par 3 vannes (RCV 361, 362 et 363 VP). En cas d'IS, les vannes reçoivent un ordre d'isolement. La vanne RCV 363 VP reçoit un ordre de fermeture lorsque sur la ligne de charge la vanne RCV se ferme.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification permet d'éviter les phénomènes de cyclages thermiques responsables de dégradations (fissuration, corrosion) sur les tuyauteries RIS BC/BF pouvant provoquer une brèche primaire dans la zone de mélange en aval des clapets RCP.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à 5,0 HxmSV/a.r. en termes de réduction de la dosimétrie en exploitation (dosimétrie associée aux interventions de maintenance).

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 20 280 k€ pour le palier CPY. La dosimétrie chantier est estimée à 7,56 HxmSV/tr. L'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite évitée grâce à la modification de 7,9 h/a.r.

II.10.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « le bénéfice sûreté en termes de réduction du risque de fusion du cœur lié aux modifications de type « Farley-Tihange » a bien été évalué dans le cadre de l'exercice VD2 900, sur la base de la réduction du risque de brèche primaire. Celui-ci a été estimé comme étant de l'ordre de quelques 10^9 /a.r. pour chacun des dossiers, ce qui est négligeable par rapport au bénéfice sûreté de type « dosimétrie » estimé par ailleurs : c'est pourquoi ce risque n'apparaît pas dans la note EMESF060295A :

- La première modification concerne la suppression des robinets RIS127 et 287 VP, le bénéfice sûreté en termes de réduction du risque de fusion du cœur est associé à la réduction de la probabilité de brèche suite à la fatigue thermique des lignes RIS/RCP. La quantification de ce bénéfice sûreté a été estimée sur la base du modèle EPS900VD2REX. La vanne RIS127VP initialement modélisée a été supprimée de ce modèle suite à la modification, mais cet impact ne permet pas d'estimer pleinement le bénéfice sûreté de la modification. Il a été fait l'hypothèse que la modification permettait d'écartier un initiateur de brèche calculé avec la probabilité de fuite interne de la vanne RIS287VP sur les états a et b, pondérée par la probabilité conditionnelle que cette fuite dégénère en brèche : la probabilité de cet initiateur a été estimée à $3 \cdot 10^{-6}$ /a.r.. Cette fréquence d'occurrence a été répartie sur le spectre des petites brèches primaires de façon classique (15% sur 9-15mm et 85% sur 15-50mm, branche froide ou chaude) et le risque de fusion du cœur a été calculé sur la base des arbres d'événements de type « petite brèche » du modèle. Cette estimation a conduit à un risque de fusion du cœur de $2,3 \cdot 10^{-9}$ /a.r., ce qui est négligeable devant le gain dosimétrique. Cette quantification a cependant bien été prise en compte dans le calcul de l'IES.
- La seconde modification concerne la protection contre la projection d'eau dans RIS BC/BF, le bénéfice sûreté en termes de réduction du risque de fusion du cœur est associé à la

réduction du risque de brèche primaire suite à des phénomènes de cyclages thermiques pouvant engendrer des dégradations. La quantification de ce bénéfice sûreté a été estimée sur la base du modèle EPS900VD2REX. L'impact relatif à l'ajout des lignes de connexion du RIS au RCV sur la fiabilité du RIS est jugé négligeable. La quantification est effectuée de manière analogue à celle du dossier précédent (quantification de l'initiateur de brèche suite à fatigue thermique puis calculs sur la base des arbres d'événements de type petite brèche du modèle EPS900VD2 REX). Cette estimation a conduit à un risque de fusion du cœur de $5,9 \cdot 10^{-9}$ /a.r., ce qui est négligeable devant le gain dosimétrique. Cette quantification a cependant bien été prise en compte dans le calcul de l'IES ».

L'IRSN n'a pas d'éléments pouvant remettre en question l'évaluation probabiliste du bénéfice sûreté proposée par Électricité de France. Cependant, l'IRSN souligne que, les méthodes retenues dans les EPS de référence pour l'estimation de la fréquence des initiateurs de type rupture de tuyauteries ne sont pas très adaptées à une application de type coût-bénéfice pour tous les aspects concernant l'amélioration la tenue mécanique des composants. En effet, les fréquences des ruptures (brèches primaires, RTGV, RTV, RTE, etc.) sont en général quantifiées en utilisant la méthode χ^2 à 50% sur le REX mondial ou français, en fonction du cas étudié.

L'IRSN considère que, lorsque la méthode coût-bénéfice est appliquée pour des aspects relatifs à la tenue mécanique des composants, une amélioration des méthodes utilisées pour la quantification des initiateurs de type « fuite » ou « rupture » dans les EPS est nécessaire.

II.11. PTZZ 0876 : MODIFICATION PIQUAGES RIS-EAS-RRA

Coût : 24 000,00 € (15 451 000 € - 14 792 000 € (disponibilité) /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 5 856,00 € (réduction de dosimétrie associée aux interventions de maintenance de 0,37 H x mSv /a.r.)

Ratio B/C : 0,244

II.11.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Les cas de fissuration des soudures au niveau de la jonction collecteur/bossage des piquages d'instrumentation (prise de pression) rencontrés sur le palier 1300 MWe ont conduit sur le palier 900 MWe à engager un certain nombre d'études et d'essais visant à identifier les piquages sensibles aux vibrations.

Pour limiter le problème de fatigue vibratoire sur les piquages et éviter un risque de fissuration en pied de piquage, les modifications retenues consistent à mettre en place des manchettes renforcées et vannes légères sur les piquages ayant fissuré au moins une fois et à mettre des solutions légères (vannes légères) sur le solde des piquages relevant de la liste des piquages sensibles. Certains piquages inutiles sont supprimés.

Ces modifications concernent des piquages des circuits RIS, EAS et RRA.

Bénéfice SÛRETÉ

Cette modification a pour objet :

- d'alléger les programmes de maintenance (moins de piquages à contrôler et ressuage requis moins fréquemment) ;
- de supprimer l'endommagement accumulé à la jonction bossage/collecteur et d'améliorer la tenue du collecteur donc l'intégrité des circuits de sauvegarde en phase d'essais périodiques ou de configurations accidentelle ou incidentelle.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à 0,37 HxmSV/a.r. en termes de réduction de la dosimétrie en exploitation (dosimétrie associée aux interventions de maintenance).

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 15 087 k€ pour le palier CPY. La dosimétrie chantier est estimée à 10 HxmSV/tr. L'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite évitée grâce à la modification de 2,4 h/a.r. Enfin, le gain associé à la réduction des coûts de maintenance est évalué à 3,9 k€/a.r.

II.11.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « le bénéfice sûreté en termes de réduction du risque de fusion du cœur associé à la modification « piquages RIS-EAS-RRA » a bien été évalué dans le cadre de l'exercice VD2 900 : ce bénéfice a été estimé comme étant de l'ordre de quelques 10^{-9} /a.r., et a été négligé par rapport au bénéfice de type « dosimétrie » estimé par ailleurs : c'est pourquoi ce risque n'apparaît pas dans la note EMESF060295A ».

L'IRSN considère que le bénéfice sûreté pour cette modification est lié notamment au maintien de l'intégrité des barrières et à la disponibilité des systèmes impactés par la fissuration des piquages sensibles (RIS, EAS et RRA) et pas seulement à la réduction des activités de maintenance corrective.

Les conclusions du paragraphe II.10.2. sont également valables dans ce cas.

II.12. PTZZ 0921 : ECLISSAGE PERMANENT DE LA SOURCE AUTONOME DE SITE (GUS)

Coût : 33 000,00 € (923 000 € /palier (28 CPY))

Bénéfice sûreté : 16 434 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $3,6 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,498

II.12.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le temps d'éclissage de la source autonome de site, hors disposition d'éclissage permanent, est considéré de manière enveloppe égal à 3 h. Ce délai de mise en service est pénalisé lourdement par l'éclissage et le système de verrouillage qui lui est associé. La modification PTZZ 0921 a pour objectif de réduire le temps de mise en service d'un GUS. Un pré-éclissage permanent est mis en place : des jeux d'éclisses sont ainsi installés de manière permanente sur les départs permettant de réalimenter, par le GUS, les tableaux LHA de l'ensemble des tranches du site.

Bénéfice SÛRETÉ

En termes de sûreté, cette modification a pour principal objet de réduire les délais de mise en service du GUS, mais aussi d'utilisation du réseau LHT en général. Par ailleurs, l'éclissage permanent du réseau LHT vers les tableaux iLHA permet de vérifier si ce réseau est intègre et s'il ne présente pas de défaut d'isolement.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $3,6.10^{-7}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 923 k€ pour le palier CPY.

II.12.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Cependant, lors de l'instruction technique du domaine complémentaire parité MOX pour le palier 900 MWe, un gain probabiliste de même ordre de grandeur a été indiqué par Électricité de France pour la disposition complémentaire « Mise en œuvre du GUS ». Cette quantification a été jugée acceptable par l'IRSN.

Par ailleurs, l'analyse coût-bénéfice pour l'éclissage permanent de la source autonome de site confirme la position de l'IRSN qui a demandé sa prise en compte dans la liste des dispositions complémentaires pour le palier CPY.

III. HIÉRARCHISATION DES MODIFICATIONS VD2 1300

III.1. PNXX 2/3 583 : EXUTOIRE DE PRESSION ENCEINTE EN SITUATION H1.2

Coût : 68 000,00 € (1 351 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 4 590 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de 10^{-07} /a.r.)

Ratio B/C : $6,75 10^{-02}$

III.1.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

En situation H1-2 initiée primaire ouvert, la conduite post-accidentelle demande actuellement la mise en service du filtre à sable U5, pour évacuer l'énergie alors libérée dans l'enceinte. Or le dispositif U5 n'est pas conçu pour une ouverture dans les conditions de pression, température et hygrométrie rencontrées en H1-2 ouvert. Dans ces conditions, le risque de colmatage du filtre par condensation ne peut être écarté.

Pour éviter tout risque de colmatage et de détérioration du filtre à sable U5 en H1-2, il est proposé d'utiliser ce filtre après dépose du diaphragme en place (dimensionné pour une situation U5) et son remplacement par un disque plus passant tout en retardant son ouverture, ce qui :

- limite la probabilité de recours à son ouverture (l'initiateur peut être récupéré entre-temps),
- permet de mettre en place le dispositif dans de meilleures conditions, si son ouverture ne peut pas être évitée, par rapport au risque de colmatage par condensation, soit pour une pression enceinte de 3 bar abs.

La modification envisagée est la fourniture d'un diaphragme par tranche, dimensionné pour une utilisation du dispositif en situation H1-2. La conduite associée demandera alors de remplacer le diaphragme existant U5 par celui dédié à H1-2, le plus tard possible (délai à définir par l'équipe de crise), puis, après la phase de préchauffage, de l'ouvrir à 3 bar abs de pression enceinte (au plus tôt à 60 heures), et à le refermer à 2 bar abs, pour garantir une marge suffisante à la condensation.

Bénéfice SÛRETÉ

Comme annoncé pour la modification équivalente VD3 900, la tenue du confinement vis-à-vis de sa mission de sûreté en H1-2 est justifiée, sans écarter toutefois le risque industriel que l'enceinte ne soit pas réutilisable en l'état, suite au transitoire.

Une première estimation donne une probabilité de 10^{-7} par an d'avoir une situation de type H1 (perte source froide terminale) de durée dépassant 50 heures. Une situation de ce type nécessiterait l'ouverture du filtre U5 avec le diaphragme passant prévu. Ceci est pris comme ordre de grandeur du gain (risque de fusion de cœur).

L'impact sur les rejets est minimal : dans les situations de type H1.2 sans fusion de cœur, les seuls rejets sont en vapeur d'eau. La modification permet d'ouvrir U5 sans risque de colmatage du filtre. Elle augmente donc très légèrement la probabilité d'avoir à ouvrir le filtre par rapport à une stratégie consistant à attendre, pour avoir un débit de vapeur suffisant dans le filtre, d'avoir une pression de l'ordre de 5 bar dans l'enceinte avant d'ouvrir U5 avec le diaphragme « accident grave ». A l'inverse elle retarde l'ouverture de U5 par rapport à ce qui est actuellement proposé dans les documents de conduite. L'impact global sur la probabilité d'ouverture de U5 est donc faible.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 1351k€ pour le palier 1300MW.

III.1.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « l'initiateur « Perte de la source froide » est issu du modèle de référence EPS1300POST VD2. Le bénéfice sûreté estimé sur le palier 1300MW a été reconduit sur le palier 900MW, il n'y a pas d'écart dans la quantification. Le coût de la modification est supérieur sur le palier 1300MW car certaines études support menées pour le 1300 MW ont pu être réutilisées pour le palier 900 (coût d'études moindre) ».

Les commentaires présentés au paragraphe I.3.2. sont également valables pour cette modification.

III.2. PNXX 2/3 245 : OPTIMISATION DE LA PURIFICATION DU PRIMAIRE

Coût : 688 000,00 € (17 350 000 € - 3 600 000 € (disponibilité) /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 915 040,00 € (réduction de dosimétrie en exploitation normale de 60 H x mSv /a.r.)

Ratio B/C : 1,33

III.2.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Afin de réduire la durée de la phase de purification du fluide primaire en début d'arrêt de tranche, primaire dépressurisé, une pompe de circulation (RCV031PO) a été installée dans le cadre du lot 93, ce qui a entraîné quelques modifications complémentaires qui ont été reportées en VD2. Ce

dossier apporte aussi des améliorations en termes de dispositions de conduite, d'exploitation et d'instrumentation.

L'optimisation de la phase de purification lors de la mise à l'arrêt à froid conduit à :

- l'augmentation du débit de purification primaire pressurisé, avec un débit cible de 50 m³/h au lieu de 36 m³/h en fonctionnement normal, tout en assurant la protection des matériels ;
- l'amélioration de la surveillance de cette phase de conduite (amélioration de l'instrumentation...).

Cette optimisation a plusieurs objectifs :

- réduire la durée de la phase de purification, ce qui a un double impact :
 - sur la sûreté : réduction du temps passé en monophasique, et donc réduction des risques de pressurisation avec sollicitation des soupapes RRA, ou dépressurisation avec risque pour les GMPP ;
 - sur la disponibilité ;
- réduire la dosimétrie en exploitation ;
- réduire les coûts et les effluents (utilisation de résines lithiées dédiées à la purification réacteur en puissance, et de résines non lithiées pendant la mise à froid, pendant 2 cycles).

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté considéré ici s'exprime principalement en termes de réduction de la dosimétrie en exploitation, en arrêt de tranche. Le gain sur la réduction du temps passé en monophasique (donc sur la fusion du cœur) est considéré négligeable par rapport au gain en radioprotection. Ce bénéfice a été maximisé aux dépens du gain en disponibilité : pas de réduction de la durée de purification, mais celle-ci est plus efficace. Seul un gain de 60 HxmSV /a.r. a donc été pris en compte.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification a été estimé à 16498k€ pour le palier 1300 MWe. L'économie de lithine est prise en compte sur la base de 25k€/a.r., la dosimétrie chantier est de l'ordre de 24 h mSv par tranche.

III.2.2. ANALYSE DE L'IRSN

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

III.3. PNXX 2/3 533 : AMÉLIORATION DES PERFORMANCES DE LA CHAÎNE PMC

Coût : -3 861 000,00 € (49 172 € - 126 389 000 € (disponibilité)/palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 401 000 € (réduction des rejets S1 de 4,4 10⁻⁰⁷/a.r.)

Ratio B/C : 6

III.3.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Dans le cadre du projet de réduction de la durée des arrêts de tranche du palier 1300 MWe, Électricité de France a prévu d'engager des modifications sur l'ensemble de la chaîne PMC, comprenant la machine de chargement, le dispositif de transfert et le pont passerelle.

Ces nouvelles modifications visent à réduire le temps de cycle de manutention d'un assemblage combustible pour atteindre l'objectif visé de 66 heures pour la durée théorique d'un

déchargement/rechargement complet, soit un gain d'environ 50 heures sur la durée théorique estimée pour ces opérations après intégration du dossier PTZZ 2/3 850.

De plus, la mise en place d'un réseau de supervision a été décidée, dans chacun des bâtiments BR et BK, afin d'informer à chaque instant le chef de chargement ou le responsable BK, de la situation physique de chacun des assemblages combustibles manutentionnés ainsi que de l'état de fonctionnement des 3 machines.

L'ensemble de ces modifications a pour objectifs principaux d'améliorer la disponibilité, en rendant ces opérations plus rapides, et la sûreté, en réduisant le risque d'une erreur au rechargement par le biais du réseau de supervision notamment.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté prépondérant est attendu en termes de réduction du risque de rejets précoces et rapides, par la réduction du risque d'erreur de positionnement d'un assemblage. Ce bénéfice est calculé, en l'absence d'études spécifiques au palier 1300 MWe, sur la base des éléments contenus dans la référence [5A_3], par transposition : le bénéfice sûreté de cette modification est estimé à $4,4 \cdot 10^{-7}$ en termes de rejets S1.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est de 47509 k€ pour le palier 1300 MWe. La dosimétrie chantier (46 HxmSV/arrêt lors de l'implantation de la modification), ainsi que l'impact sur la disponibilité de la tranche (réduction de 30 heures par an et par tranche) sont également pris en compte.

III.3.2. ANALYSE DE L'IRSN

Les commentaires présentés au paragraphe I.21.2. sont également valables pour cette modification.

III.4. PNXX 2/3 534 : MISE SOUS VIDE DU CIRCUIT PRIMAIRE AU DÉMARRAGE

Coût : -1 394 000,00 € (10 046 000 € - 37 926 000 € (disponibilité) / palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 10 000,00 € (réduction de dosimétrie en exploitation normale de 0,7 H x mSv /a.r.)

Ratio B/C : 5

III.4.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Afin d'optimiser la disponibilité des tranches du palier 1300 MWe, il a été décidé de reconduire une pratique déjà mise en place sur le palier 900 MWe, à savoir la mise sous vide du CPP. Cette pratique consiste à optimiser l'éventage du circuit primaire pendant le remplissage, en utilisant un dispositif de mise sous vide lors du redémarrage de la tranche.

Cette pratique a pour but de remplacer les séquences d'éventage dynamique du circuit primaire, qui consistaient en des mises en route successives des GMPP afin de brasser et d'éventer le primaire après son remplissage.

La procédure de mise sous vide permet de diminuer la pression de l'air contenu dans le primaire à une valeur proche de 200 mbar abs avant le remplissage. Le volume d'air incondensable est donc 5 fois plus faible que lors du premier éventage statique traditionnel, ce qui permet de respecter le critère d'éventage dès le premier remplissage.

Bénéfice SÛRETÉ

Cette modification a un double objectif de réduction de la dosimétrie en exploitation, et de réduction du risque de dégradation aux joints des pompes primaires (impact sur le risque de fusion du cœur). En effet, la réduction des démarrages/arrêts des GMPP permet de réduire la probabilité de fusion du cœur de l'ordre de 10^{-9} (estimation par avis d'expert). Cette modification peut aussi influencer sur le risque de dilution hétérogène en état d'arrêt (et donc sur les rejets S1), mais les études n'ont pas encore abouti à ce sujet. Le gain dosimétrique réalisé en réduisant les interventions des agents de terrain lors des éventages est estimé, par transpositions d'estimations réalisées sur le palier 900 MWe, comme étant de l'ordre de 0,7 HxmSV/a*r pour le palier 1300 MWe.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 9711k€ pour le palier 1300MW. La dosimétrie chantier (13H.mSv) ainsi que la réduction de la durée d'arrêt (estimé à 9 heures/a.r.) sont également prises en compte.

III.4.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *le bénéfice sûreté a ici été estimé sur la base de la réduction du risque de brèche aux joints, étant donné que les éventages dynamiques provoquent des démarrages/arrêts des GMPP dans des conditions thermohydrauliques défavorables, ce qui est susceptible d'être à l'origine de la dégradation des joints. Les risques induits par le passage à la PTB/RRA lors de la mise sous vide du circuit primaire sont, depuis les GP « risques à l'arrêt », systématiquement pris en compte par l'exploitant au travers des modèles EPS de référence des paliers 900 et 1300 MWe, puisque ceux-ci prennent en compte l'hypothèse (prospective) que 100% des tranches procèdent à la mise sous vide en fin d'arrêt.*

La quantification du bénéfice sûreté a été estimée sur la base de la réduction du nombre de démarrages/arrêts des GMPP dans des conditions thermohydrauliques défavorables, en estimant par avis d'expert que les démarrages/arrêts successifs des GMPP sont responsables pour 1/1000 de la probabilité d'avoir une brèche conséquente aux joints des GMPP. Le calcul est ensuite effectué sur la base du modèle EPS1300 POST VD2. »

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV). L'IRSN souligne néanmoins qu'il n'a pas d'éléments pouvant remettre en question l'évaluation probabiliste du bénéfice sûreté proposée par Électricité de France.

III.5. PNX 2/3 104 : REMPLACEMENT DES ÉVÉNEMENTS CUVE ET PRESSURISEUR (KEROTEST)

Coût : -441 000,00 € (3 813 000 € - 12 639 000 € (réduction des durées d'arrêt) /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 4,56 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de 10^{-10} /a.r.)

Ratio B/C : 3

III.5.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Depuis 1985, l'ensemble des sites 1300 MWe signale régulièrement des blocages en fermeture des robinets KEROTEST sur les événements cuve et pressuriseur lors du remplissage ou de la vidange du circuit

primaire. Ces incidents significatifs lors de mouvements d'eau ont occasionné des retards pouvant atteindre une journée sur le planning d'arrêt.

Ces robinets, souvent manœuvrés en arrêt, sont parfois souqués en fermeture au-delà du seuil attendu, matérialisé par la coïncidence d'une goupille solidaire du corps. Cette manœuvre a pour effet d'enfoncer la tige dans le clapet, alors que celui-ci est sur son siège, et d'entraîner la déformation de ce dernier. Le clapet déformé est alors susceptible de ne pas remonter : comme il n'est pas solidaire de la tige, celui-ci risque de se retrouver plaqué contre la tuyauterie en cas de débit inverse. Dans ce cas, toute manœuvre de la tige serait inefficace.

Afin de pallier ces inconvénients, il a été décidé de remplacer ces matériels par des robinets à soufflet.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté associé à cette modification a été estimé en termes de réduction du risque de fusion du cœur, par réduction du risque de vidange incontrôlée en état d'arrêt (dégradation potentielle de la mesure de niveau primaire dépressurisé) : ce bénéfice a été estimé par avis d'expert comme étant de l'ordre de 10^{-10} /a.r. La réduction des interventions de maintenance sur ces robinets devrait aussi entraîner une réduction de la dosimétrie en exploitation (non quantifié).

COÛT

Le coût de réalisation de cette modification a été estimé à 3695k€ pour le palier 1300 MWe. La dosimétrie chantier (de l'ordre de 9H.mSv), ainsi que l'impact sur la durée de l'arrêt de tranche (estimée comme étant de l'ordre de 3 heures par arrêt) ont également été pris en compte.

III.5.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « le bénéfice sûreté a été estimé sur la base du fait que le mauvais fonctionnement des robinets KEROTEST peut conduire à la dégradation des lignes de défense vis-à-vis du risque de vidange incontrôlée pouvant conduire à un dysfonctionnement du RRA : en effet, l'amélioration de la mesure de niveau dépressurisé peut être partiellement remise en cause par un mauvais fonctionnement de ces robinets.

La quantification du bénéfice sûreté a été estimée sur la base du modèle EPS1300 POST VD2, à partir du risque de fusion du cœur associé à l'initiateur FATCD « perte du RRA par vortex primaire entrouvert » quantifié à $5,9 \cdot 10^{-9}$ /a.r. Le calcul de l'initiateur FATCD est très conservatif (basé sur REX ancien), par avis d'expert on estime que les actions de formation des équipes de conduite et la modification de mesure de niveau dépressurisé (lot 93) permettent de réduire ce risque d'un facteur 10 a minima. En comparaison, il est estimé que le remplacement des vannes KEROTEST apporte un bénéfice sûreté (maximum) de l'ordre de $1 \cdot 10^{-10}$ sur le risque de fusion du cœur ».

L'IRSN note que l'initiateur mentionné par Électricité de France FATCD (perte du RRA par vortex lorsque le circuit primaire est entrouvert) est quantifié en utilisant le REX de perte du RRA ; néanmoins il ne considère pas les anomalies liées aux mauvais fonctionnements des vannes d'évent cuve (KEROTEST). L'IRSN rappelle que l'ASN, par la lettre DGSNR/SD2/N°1080/2002, indique que « lors de la réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires du 30 avril 1997 relative aux risques dans les états d'arrêt sur le palier 1300 MWe, une dizaine d'incidents de baisse incontrôlée de niveau primaire, en phase de vidange, liée notamment au caractère non passant d'un événement du circuit primaire, ont été identifiés. Pour certains de ces incidents, des vannes d'évent de type KEROTEST sont à l'origine, par leur

mauvaise ouverture, d'écart de pression entre les ciels de la cuve et du pressuriseur lors des vidanges du circuit primaire. Ce défaut d'ouverture d'une vanne d'évent, constaté à plusieurs reprises sur les réacteurs nucléaires, est à l'origine d'un incident significatif sur la tranche 2 de Penly le 22 septembre 1994 ».

L'accroissement du risque lié au mauvais fonctionnement des événements pressuriseur ne fait pas l'objet d'une quantification par Électricité de France.

L'IRSN considère que l'analyse probabiliste présentée par Électricité de France est incomplète. En conséquence, le bénéfice sûreté quantifié par Électricité de France pour le remplacement des événements cuve et pressuriseur (KEROTEST) est largement sous-estimé.

Si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour le choix de la solution technique, une analyse des risques liés aux événements cuve et pressuriseur (KEROTEST) devra être réalisée.

Les commentaires présentés au paragraphe II.11.2. sont également valables pour cette modification.

III.6. PNXX 2/3 301 : INSTALLATION DE RECOMBINEURS AUTO CATALYTIQUES D'HYDROGÈNE DANS LE BR

Coût : 919 000,00 € (18 388 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 501 744 € (réduction des rejets S1 de $5,5 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,546

III.6.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La gestion du risque hydrogène en Accident Grave est un des sujets majeurs à traiter. L'équipement en Recombineurs Autocatalytiques Passifs apporte une diminution du risque d'occurrence de détonation locale et de déflagration généralisée, en favorisant la recombinaison de l'hydrogène au fur et à mesure de son dégagement.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté associé à cette modification s'exprime en termes de réduction de rejets de type S1, estimée, de façon majorante, comme étant de l'ordre de $5,5 \cdot 10^{-7}$ /a.r. sur la base des résultats de l'EPS niveau 2 CPY, en considérant que la probabilité de fusion du cœur menant à une production importante d'hydrogène est de l'ordre de 10^{-6} /a.r.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 18304 k€ pour le palier 1300 MWe, la dosimétrie du chantier, estimée à 6,5 HxmSV, est également prise en compte. Cette modification a également un impact sur l'organisation des CNPE, se traduisant globalement en termes d'allègement de la maintenance sur les recombineurs. Cet impact n'est pas quantifié ici.

III.6.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN n'a pas de remarque sur cette analyse qui montre l'intérêt de la modification. Il convient néanmoins de noter que le bénéfice sûreté est là encore minoré, car les initiateurs externes d'accidents ne sont pas pris en compte dans l'EPS 2. On peut donc s'attendre à un ratio C/B supérieur à 1 pour cette modification.

III.7. PNXX 2/3 535 : AMÉLIORATION DU CONTRÔLE COMMANDE DE LA DÉCHARGE DU RCV

Coût : 208 000,00 € (4 168 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 11,38 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $2,5 \cdot 10^{-10}$ /a.r.)

Ratio B/C : $5,47 \cdot 10^{-05}$

III.7.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le REX d'exploitation ainsi que les études menées dans le cadre du réexamen de sûreté du palier 1300 MWe ont permis de mettre en évidence des anomalies du contrôle-commande de la décharge du RCV :

- seuil d'isolement de la ligne de décharge du RCV sur haute température aval Échangeur Non Régénérateur (ENR) ;
- indisponibilité prolongée de la ligne de décharge après isolement sur haute température aval ENR ;
- indisponibilité de tout moyen de décharge en cas de perte de polarité voie B ou indisponibilité de la vanne RCV 002VP consécutives à un isolement de la décharge du RCV ;
- sollicitation de la soupape RCV010VP lors de l'isolement de la décharge du RCV sur haute activité ;
- débit nul des pompes RCV ; le seuil actuel d'isolement des lignes à débit nul des pompes de charge conduit à fonctionner ligne fermée lorsque les 2 orifices de décharge du RCV sont en service.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté associé à cette modification a été quantifié en termes de fusion du cœur comme étant de l'ordre de $2,5 \cdot 10^{-10}$ /a.r., et est relatif à :

- la réduction du risque de dégradation de la perte totale du RRI par la création d'une brèche aux joints ;
- la réduction du risque de brèche sur le piquage de la ligne de charge.

Cette modification permet aussi de pallier une indisponibilité de tout moyen de décharge en cas de perte de polarité voie B, mais cet aspect n'a pas été quantifié ici. Par ailleurs la réduction des interventions de maintenance permet une réduction de la dosimétrie en exploitation (non quantifié ici). Le bénéfice sûreté est donc légèrement sous-estimé.

COÛT

Le coût de la modification est estimé à 4168k€ pour le palier 1300 MWe, l'impact relatif à la déclaration d'indisponibilité de la ligne de décharge après isolement sur haute température aval est jugé très faible (le repli éventuel ne se produisant qu'en situation de cumul avec une autre indisponibilité).

III.7.2. ANALYSE DE L'IRSN

L'IRSN note que les anomalies du contrôle commande du RCV, qui font l'objet de la modification PNXX 2/3 535, n'ont pas été identifiées ni modélisées dans l'EPS 1300 MWe.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a indiqué que « le modèle EPS 1300MW, comme ceux des autres paliers, n'a, de façon générale, pas pour vocation de lister exhaustivement toutes les anomalies identifiées ».

Le bénéfice sûreté associé à cette modification a été quantifié en termes de fusion du cœur comme étant de l'ordre de $2,5 \cdot 10^{-10}$ /a.r., et est relatif à :

- La réduction du risque de dégradation de la perte totale du RRI par la création d'une brèche aux joints. Le redimensionnement du seuil définissant la haute température aval ENR contribue à un bénéfice sûreté de type fusion du cœur, par la suppression du risque de dégradation de la situation de perte totale RRI (avant récupération de l'initiateur) par création d'une brèche aux joints, avec RIS MP et BP/EAS indisponibles. La quantification du bénéfice sûreté est effectuée sur la base du modèle EPS 1300 POST VD2, en prenant en compte, pour les initiateurs de perte RRI/SEC, l'échec potentiel de la décharge au travers de la mission V09 « IJPP et Isolement décharge ». L'impact est quantifié à $1,5 \cdot 10^{-10}$ /a.r.
- La réduction du risque de brèche sur le piquage de la ligne de charge, difficile à modéliser et considéré en première approche comme égal à 10^{-10} /a.r. (même ordre de grandeur que le précédent).

Cette modification permet aussi de pallier une indisponibilité de tout moyen de décharge en cas de perte polarité voie B, mais cet aspect n'a pas été quantifié ici (trop délicat à modéliser).

L'IRSN considère que l'analyse présentée par Électricité de France est incomplète, compte tenu du fait que l'EPS de référence du palier 1300 MWe ne considère pas les anomalies qui font l'objet de la modification PNXX 2/3 535 « Amélioration du contrôle commande de la décharge du RCV ». En conséquence, le bénéfice sûreté quantifié par Électricité de France est sous-estimé.

Si la méthode « coût-bénéfice » est utilisée pour le choix de la solution technique, une analyse détaillée des risques liés aux anomalies du contrôle-commande de la décharge du RCV devra être réalisée.

Les commentaires présentés au paragraphe II.4.2. sont également valables pour cette modification.

III.8. PNXX 2/3 633 : REMPLACEMENT DES VANNES DE RÉGULATION EAU HT DES DIESELS

Coût : -462 000,00 € (2 833 000 € - 12 078 000 € (disponibilité) /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 11 400 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $2,5 \cdot 10^{-7}$ /a.r.)

Ratio B/C : 4

III.8.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Les diesels du palier 1300 MWe sont équipés de vannes de régulation électropneumatiques assurant la régulation de la température de l'eau HT (haute température), ce sont les vannes LHP/LHQ130VR.

Depuis leur montage en 1996/1997, ces vannes ont provoqué divers dysfonctionnements conduisant à s'interroger sur la bonne adéquation du matériel installé avec la fonction à accomplir. De l'avis des CNPE et du constructeur, il apparaît qu'il n'est pas possible de garantir un fonctionnement fiable de ces

vannes, le servomoteur étant mal adapté à la fonction : la position de sécurité de la vanne HT peut entraîner un refroidissement excessif susceptible de compromettre le bon fonctionnement du diesel.

Il a donc été décidé de remplacer ces vannes électropneumatiques par des vannes thermostatiques.

Cette problématique touche également la vanne de régulation de l'eau BT LHP/Q220VR, de conception identique à la vanne LHP/Q130VR. Cependant, la régulation assurée par cette vanne n'étant pas indispensable au bon fonctionnement du moteur, il a été décidé, non pas de les remplacer, mais de modifier leurs conditions de fonctionnement.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté est estimé en termes de réduction de la probabilité de fusion du cœur, par anticipation de l'amélioration de la donnée de fiabilité des diesels : ce gain est estimé à $2,5 \cdot 10^{-7}$ /a.r.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est de 2833 K€ pour le palier 1300 MWe, l'étude du REX permet de définir une durée moyenne d'indisponibilité fortuite de 2h/a.r. imputable à ces vannes avant la modification.

III.8.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *l'amélioration attendue de la fiabilité des diesels porte sur l'élimination des défaillances des diesels relatives aux vannes LHP/Q 220 et 130 VR* ». Néanmoins, aucune quantification relative à l'amélioration de la fiabilité des diesels n'a été présentée.

L'IRSN ne peut pas se prononcer sur la quantification du bénéfice sûreté présentée par Électricité de France pour la modification « PNXX 2/3 633 - Remplacement des vannes de régulation eau HT des diesels ».

Cette fiche n'a pas fait l'objet d'une analyse par l'IRSN (voir chapitre IV).

III.9. PNXX 2/3 511 : MISE EN SERVICE DES POMPES RIS ET EAS PAR TPL

Coût : 67 000,00 € (1 339 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 911,2 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $2 \cdot 10^{-8}$ /a.r.)

Ratio B/C : $1,36 \cdot 10^{-02}$

III.9.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le retour d'expérience des tranches du palier 1300 MWe a permis de mettre en évidence un dysfonctionnement dans les séquences de délestage/relestage des pompes RIS et EAS :

- la RAZ inopinée de la mémoire de délestage en séquence accidentelle provoque l'arrêt des pompes IS et/ou EAS si les tableaux LH ont basculé sur diesel ;
- en l'absence d'ordre RPR d'IS ou d'EAS, si les tableaux LHA/B sont alimentés par les diesels, il n'est pas possible de mettre en service les pompes IS et/ou EAS par TPL. Une des conséquences est que l'ordre de mise en service de l'appoint automatique à la PTB du RRA est indisponible lorsque les tableaux LHA/B sont alimentés par les diesels.

Afin de pallier ces dysfonctionnements, il a été décidé de modifier la logique des séquences de retestage/délestage des systèmes RIS et EAS.

Bénéfice SÛRETÉ

Sur le plan de la sûreté, l'évolution proposée a un double objectif :

- Permettre, en cas de perte des sources électriques externes de la tranche, la mise en service des pompes RIS-BP ou EAS pour les situations accidentelles n'ayant pas généré d'ordre de mise en service automatique par le système de protection du réacteur RPR, en rendant opérationnels les ordres du Controbloc relatifs à ces pompes. Outre la possibilité de mettre en service ces pompes depuis leur TPL, ceci garantit la mise en service de l'appoint automatique à la PTB du RRA ;
- Supprimer le risque de déclenchement des pompes RIS et EAS suite à une RAZ inopinée des mémoires RIS et EAS des automatismes Controbloc diesels.

Le bénéfice sûreté associé à cette modification est estimé à $2 \cdot 10^{-8}$ /a.r. avec le modèle EPS 1300 POST VD2.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 1339k€ pour le palier 1300 MWe.

III.9.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

L'IRSN rappelle que l'anomalie liée au dysfonctionnement dans les séquences de délestage/retestage des pompes RIS et EAS n'est pas considérée dans l'EPS de référence pour le palier 1300 MWe.

L'IRSN précise, par ailleurs, que lors de l'instruction technique de la modification PNXX 2/3 511, un gain probabiliste de $1,2 \cdot 10^{-7}$ /a.r. a été présenté par Électricité de France (Note Électricité de France EMESH040001/BPY/MCB du 4 février 2004).

L'IRSN note que plusieurs valeurs pour le bénéfice sûreté concernant la modification « PNXX 2/3 511 - Mise en service des pompes RIS et EAS par TPL », ont été présentées par Électricité de France dans différents dossiers. L'IRSN ne peut pas se prononcer sur la quantification du bénéfice sûreté proposée par Électricité de France.

Les commentaires présentés au paragraphe II.4.2. sont également valables pour cette modification.

III.10. PNXX 2/3 532 DISPONIBILITÉ DES TAC : REMPLACEMENT DE L'AUTOMATE ET RELAXATION DU TEMPS DE DÉMARRAGE DES TAC HISPANO-SUIZA

Coût : 219 000,00 € (3 067 000 € /palier (14 tranches))

Bénéfice sûreté : 1 366,56 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $3 \cdot 10^{-8}$ /a.r.)

Ratio B/C : $6,24 \cdot 10^{-3}$

III.10.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Il a été constaté sur site que les turbines à combustion manquaient de fiabilité. Plusieurs Analyses Parc (AP 9107, AP 9408, AP 94038) ont mis en évidence les raisons de ces dysfonctionnements, et ont

permis de proposer des solutions palliatives afin d'y remédier. Les dernières actions décidées font l'objet de l'affaire PNXX2/3 532. Il s'agit ici de fiabiliser le fonctionnement des TAC HISPANO SUIZA (notamment au démarrage) en procédant à la rénovation de leur contrôle-commande.

Cette affaire concerne, pour le palier 1300 MWe, les 5 TAC des sites suivants : Cattenom, Golfech, Paluel, Penly et Saint Alban.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté s'exprime en termes de réduction de la probabilité de fusion du cœur, il est estimé à $3 \cdot 10^{-8}$ /a.r. par anticipation du gain attendu sur les données de fiabilité des TAC.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 3067k€ pour le palier 1300 MWe. L'organisation des activités de maintenance se trouvera simplifiée, ce qui devrait entraîner un gain supplémentaire (non quantifié ici).

III.10.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté ou l'estimation du gain attendu sur les données de fiabilité des TAC n'a été fourni par l'exploitant.

L'IRSN ne peut pas se prononcer sur la quantification du bénéfice sûreté présentée par Électricité de France pour la modification « PNXX 2/3 532 - Disponibilité des TAC ».

III.11. PNXX 2/3 530 : MODIFICATION DE LA LOGIQUE ASG (RTGV)

Coût : 390 000 € (7 799 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 12 675 € (réduction des rejets en situation accidentelle sans fusion du cœur de 0,88 H x mSv / a.r.)

Ratio B/C : $3,25 \cdot 10^{-02}$

III.11.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Cette modification répond à la décision de l'ASN qui demande à Électricité de France de respecter le critère de sûreté conservatif de « non-débordement en eau du GV affecté en cas de RTGV », qui permet de garantir l'intégrité du CSP.

La modification proposée consiste à supprimer l'ordre de démarrage des 2 TPS ASG sur le signal d'IS : en effet, sur le palier 1300 MWe, le signal d'IS provoque le démarrage automatique des TPS et des MPS (sur le palier 900 MWe, seules les MPS sont démarrées). Cette modification conduit alors à réduire de moitié le débit de remplissage des GV, et permet d'augmenter d'une quinzaine de minutes le délai alloué à l'opérateur pour éviter le débordement.

Bénéfice SÛRETÉ

La modification réduit le risque de débordement des GV avec ou sans bipasse du confinement et dans une moindre mesure le risque de fusion de cœur avec bipasse (ce risque est très faible). Le seul gain significatif est donc relatif aux rejets dans l'environnement sans fusion de cœur.

Le bénéfice sûreté est estimé à $8,35 \cdot 10^{-1}$ HxmSV/a.r.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 7799 k€ pour le palier 1300MW

III.11.2. ANALYSE DE L'IRSN

Les commentaires présentés au paragraphe I.4.2 sont également valables pour cette modification.

III.12. PNXX 2/3 315 : EVOLUTION DU LOGICIEL ÉBULLIOMÈTRE

Coût : 322 000 € (6 444 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 1 268 € (réduction des doses en situation incidentelle de 0,08 H x mSv / a.r.)

Ratio B/C : $3,94 \cdot 10^{-03}$

III.12.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le concept SPA résulte des réflexions menées depuis le début des années 1990, sur la généralisation et l'évolution du concept initial événementiel du SSPA 1300. Les problématiques mises en évidence pour le palier 1300 MWe sont aussi identifiées sur le palier 900 MWe et sont traitées dans le cadre de la VD3.

Suite au REX d'exploitation, il s'avère nécessaire de renforcer le suivi de l'information d'état des GMPP, qui reste le seul mode de défaillance identifié pouvant conduire à un affichage incorrect du niveau cuve (sur une ou deux voies selon le type de défaillance).

La conséquence est un risque d'orientation vers des séquences de conduite inadaptées à l'état réel de l'installation. La surestimation de cette information ne présente pas de risque notable de conduire à une fusion du cœur. En revanche, sa sous-estimation est susceptible de conduire l'opérateur à adopter une conduite « dure » dans des situations ne le nécessitant pas. Cet aspect est pénalisant, notamment en termes de rejets dans les situations de RTGV.

La modification vise à garantir que les informations d'état des GMPP vues par la voie A et la voie B sont bien cohérentes entre elles et avec l'état réel des pompes primaires (par inter-comparaison en temps réel du nombre de GMPP détectés en service entre les 2 voies, et alerte en cas d'écart).

L'opérateur sera, de plus, spécifiquement informé en cas d'une détection de 0, 1 ou 4 GMPP en service. Cette modification vise donc à couvrir a minima les situations de RTGV, pour lesquelles un risque de rejets ne peut pas être écarté dans la situation actuelle.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté de la modification est attendu en termes de gain dosimétrique en exploitation, en situation incidentelle (RTGV). Il est estimé, par reconduction de l'analyse menée en VD3 900, inférieur d'un facteur 10 à celui quantifié dans le cadre du dossier PNXX2/3 530, soit $8,35 \cdot 10^{-2}$ HxmSV/a.r.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 6444k€ pour le palier 1300 MW.

III.12.2. ANALYSE DE L'IRSN

Les commentaires présentés au paragraphe I.10.2 sont également valables pour cette modification.

III.13. PNXX 2/3 512 : CLASSEMENT SISMIQUE DES CHAINES KRT-REN-APG

Coût : 678 000 € (13 559 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 126,8 € (réduction des doses en situation incidentelle de 0,008 H x mSv / a.r.)

Ratio B/C : $1,87 \cdot 10^{-04}$

III.13.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La redondance de la mesure d'activité des GV par KRT/VVP (en phase vapeur) est assurée fonctionnellement par les mesures KRT/REN-APG (en phase liquide). Les études ont montré que la mesure d'activité GV phase liquide KRT/REN/APG n'est pas qualifiée au séisme.

La mise à niveau consiste en une mise à niveau sismique des chaînes KRT/REN-APG et en un changement de la position de sécurité des vannes d'isolement intérieur enceinte de REN-APG (passage en position ouverte sur perte des sources électriques ou perte d'air comprimé).

Bénéfice SÛRETÉ

La quantification est basée sur celle effectuée dans le cadre de l'analyse relative au dossier PNXX 2/3 530 « Modification de la logique ASG (RTGV) », et sur l'étude effectuée dans le cadre de la VD3 900.

Le bénéfice sûreté de la modification envisagée est estimé, conformément à l'analyse menée dans le cadre de la VD3, comme étant environ cent fois inférieur au gain attendu par la modification PNXX2/3 530 « Modification de la logique ASG (RTGV) », soit inférieur à $8,35 \text{ Hx}\mu\text{SV/a.r.}$

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 13298k€ pour le palier 1300MW, la dosimétrie chantier est estimé à 10 HxmSV par réalisation.

III.13.2. ANALYSE DE L'IRSN

Les commentaires présentés au paragraphe I.10.2 sont également valables pour cette modification.

III.14. PNXX 2/3 581 : NON DÉFIABILISATION DE LA FONCTION RRA

Coût : 87 000 € (1 742 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 2 279 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $5 \cdot 10^{-08}$ /a.r.)

Ratio B/C : $2,62 \cdot 10^{-02}$

III.14.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Le Groupe Permanent Réacteur du Réexamen de Sûreté n°2 du palier 1300 MWe a souligné la nécessité de fiabiliser la fonction d'évacuation de la puissance résiduelle par le RRA vis-à-vis du risque de signaux intempestifs émis par de l'instrumentation non classée et/ou qualifiée.

Les analyses montrent que le risque de défiabilisation est limité à l'instrumentation de protection des pompes. Les pompes RRA sont protégées par un automatisme de déclenchement sur bas débit et haute température du circuit de réfrigération des garnitures mécaniques : cet automatisme vise à éviter la détérioration des pompes RRA par perte du refroidissement RRI (risque de fuite au niveau des garnitures mécaniques, et à terme, de grippage des pompes). Cet automatisme n'étant pas classé au séisme ni qualifié à l'ambiance accidentelle, il constitue donc un risque de défiabilisation du RRA en ambiance dégradée. Il a donc été décidé de le supprimer. Cet automatisme n'existant pas sur les autres paliers, cette modification permet, de plus, d'homogénéiser le 1300 MWe par rapport au 900 MWe et au N4.

Bénéfice SÛRETÉ

La modification a pour but, dans des situations conduisant à une ambiance dégradée dans l'enceinte de confinement (RTV intérieur BR par exemple), d'éviter un déclenchement intempestif des pompes RRA alors que celles-ci sont nécessaires pour évacuer la puissance résiduelle, leur mise en service étant prescrite dans les procédures de conduite. Le déclenchement intempestif de ces pompes nécessiterait le passage à une conduite en gavé ouvert. Le bénéfice sûreté est estimé à $5 \cdot 10^{-8}$ /a.r. en termes de réduction du risque de fusion du cœur.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 1742 k€ pour le palier 1300 MW.

III.14.2. ANALYSE DE L'IRSN

Lors de l'instruction technique, Électricité de France a précisé que « *la quantification du bénéfice sûreté, difficile à estimer, a été effectuée sur la base d'avis d'experts dans le cadre de l'exercice C/BS pour l'instruction du GP, et n'a pas lieu d'être versée en l'état dans le modèle de référence* ».

L'IRSN considère que l'EPS de référence pour le palier 1300 MWe n'est pas adaptée pour évaluer le bénéfice sûreté lié à la modification « PNXX 2/3 581 - Non défiabilisation de la fonction RRA », compte tenu du fait qu'aucun impact de l'ambiance dégradée sur le fonctionnement du RRA n'est considéré. L'IRSN ne peut pas se prononcer sur la quantification du bénéfice sûreté présentée par Électricité de France.

Les commentaires présentés au paragraphe II.4.2. sont également valables pour cette modification.

III.15. PNXX 2/3 457 : MISE EN SERVICE DU LLS - RÉALIMENTATION DE LA POMPE DE TEST

Coût : 558 000 € (11 163 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 59 148 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,106

III.15.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Cette affaire regroupe deux modifications fonctionnelles du contrôle-commande du LLS :

- Amélioration de l'automatisme du LLS :

Sur le palier 1300 MWe, la logique de mise en service du LLS et de la pompe de test n'est activée que dans le cas d'une perte simultanée LHA et LHB, alors que sur le palier 900 cette logique est activée en cas de perte non simultanée des 2 voies. Ceci implique pour le palier 1300 MWe une action en local pour mettre en service le LLS et la pompe de test si les conditions conduisant en situation H3 ne sont pas directement liées à une perte simultanée des tableaux LHA et LHB. Le but de la modification est l'alignement du palier 1300 MWe sur le palier 900 MWe,

- Réalimentation de la pompe de test :

Les études probabilistes menées dans le cadre du réexamen de sûreté ont mis en évidence un risque important porté par l'initiateur de perte des tableaux LH par mode commun (suite au REX de Cruas). Le scénario prépondérant est porté par la défaillance du LLS provoquant une brèche aux joints par perte de la pompe de test qui garantit l'injection aux joints. La modification proposée permet un basculement automatique de la pompe de test sur le tableau permanent LKE en cas de défaillance du LLS.

En complément, l'instruction, en demandant la vérification de l'opérabilité des matériels malgré la température élevée due à la perte des systèmes de ventilation dans les locaux électriques (EV 19), a mis en évidence la nécessité de rétablir la ventilation, dans les locaux concernés, dans un délai maximum d'une heure. La modification a été complétée en ce sens.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté de ce dossier est principalement porté par la partie relative à la réalimentation de la pompe de test par le tableau permanent LKE, il est estimé à $1,3 \cdot 10^{-6}$ /a.r. (cette valeur constituant un majorant du gain, certains conservatismes du modèle EPS 1300 POST VD2 étant actuellement à l'étude en vue de la prochaine mise à jour du modèle de référence).

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 11163 k€ pour le palier 1300 MW.

III.15.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant. Néanmoins, lors de l'instruction technique du domaine complémentaire GEMMES du palier 1300 MWe, un gain probabiliste de même ordre de grandeur a été évalué par Électricité de France pour cette modification. La quantification a été jugée acceptable par l'IRSN.

III.16. PNXX 2/3 292 APPOINT AUTOMATIQUE POUR PASSAGE EN RECIRCULATION DES PUISARDS

Coût : 95 000 € (1 895 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 73 150 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,6 \cdot 10^{-06}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,77

III.16.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

L'appoint automatique à la PTB du RRA a été mis en place à l'occasion du lot 93, afin de permettre la mise en service automatique d'un appoint en cas de perte du RRA, entraînant un échauffement et une évaporation rapide du fluide primaire, lorsqu'on est initialement en arrêt pour intervention.

Le GP « Risques à l'Arrêt » a mis en évidence une faiblesse dans la définition de cet appoint sur le palier 1300 MWe : le passage en recirculation depuis la salle de commande est inopérant.

En effet, le basculement, depuis la salle de commande, de l'aspiration de la pompe RIS031PO de la bache PTR vers les puisards est empêché par la logique même de l'appoint auto : les vannes d'aspiration sont verrouillées en position par la présence du signal « Perte RRA », en l'absence d'armement du signal IS. Un IS manuel pourrait permettre de lever ce verrouillage, mais le RPR n'étant pas requis dans ces

états, ce signal peut être indisponible. La gestion à long terme de la situation se fait alors par une manœuvre à la boîte à boutons, qui permet le basculement de l'aspiration de l'appoint automatique, de la bêche PTR vers les puisards.

Suite au GP, Électricité de France s'est engagé à étudier une modification permettant de rendre ce basculement opérant depuis la salle de commande. La logique de l'appoint automatique a donc été modifiée afin de pouvoir passer l'ordre de basculement en recirculation par TPL.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté s'exprime en termes de réduction de la probabilité de fusion du cœur, et est estimé à $1,6 \cdot 10^{-6}$ /a.r.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 1895k€ pour le palier 1300MW.

III.16.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

L'IRSN mentionne que, lors de l'instruction technique du domaine complémentaire GEMMES du palier 1300 MWe, un gain probabiliste de l'ordre de 10^{-04} /a.r. a été quantifié par Électricité de France concernant la disposition « Passage manuel en recirculation ».

L'IRSN ne peut pas se prononcer sur la quantification du bénéfice sûreté pour la modification PNXX 2/3 292 - Appoint automatique pour passage en recirculation des puisards.

III.17. PTZZ 2/3 921 ECLISSAGE PERMANENT DES GUS (SOURCE AUTONOME DE SITE -TAC)

Coût : 44 000 € (884 000 € /palier (20 tranches))

Bénéfice sûreté : 6 820 € (réduction de la fréquence de fusion du cœur de $1,5 \cdot 10^{-07}$ /a.r.)

Ratio B/C : 0,155

III.17.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

La CCE1093 a demandé de réaliser une étude ayant pour but, entre autres, d'estimer le délai maximal au bout duquel le GUS doit avoir démarré lors d'une situation H3 (perte totale des alimentations électriques). Cette étude a mis en évidence le temps d'éclissage important du GUS, dû à la complexité du système de verrouillage et aux allées et venues nécessaires pour ces opérations. Ce délai de l'ordre de 4 et 6 heures est considéré comme incompatible avec la mission même du système.

Suite à cette étude, il a été décidé de procéder au pré-éclissage permanent de chaque TAC sur tous les tableaux LHA du site. La durée de mise en service de la TAC est alors réduite à environ une heure par cette modification.

Bénéfice SÛRETÉ

Le bénéfice sûreté s'exprime en termes de réduction de la probabilité de fusion du cœur, et est estimé à $1,5 \cdot 10^{-7}$ /a.r.

COÛT

Le coût de réalisation de la modification est estimé à 884 k€ pour le palier 1300 MWe.

III.17.2. ANALYSE DE L'IRSN

Aucun détail concernant la quantification du bénéfice sûreté n'a été fourni par l'exploitant.

Cependant lors de l'instruction technique du domaine complémentaire GEMMES un gain probabiliste de même ordre de grandeur a été indiqué par Électricité de France pour la disposition complémentaire « Mise en œuvre de la turbine à combustion (TAC) ». Cette quantification a été jugée acceptable par l'IRSN.

IV. MODIFICATIONS « NON RETENUES » POUR DES RAISONS C/BS DANS LE CADRE DES VD3 900 MWE

IV.1. PRÉSENTATION DE L'ÉVALUATION PROPOSÉE PAR ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

IV.1.1. RENFORCEMENT DE LA MODIFICATION D'ARRÊT AUTOMATIQUE DES GMPP (APRP BI)

Pour garantir (dans les études de sûreté) l'arrêt des 3 GMPP, il faudrait mettre en œuvre un renforcement de l'arrêt automatique des GMPP. Le principe retenu consiste à déclencher le tableau électrique amont, en cas de non-arrêt d'un GMPP en situation d'APRP BI. Le bénéfice sûreté du renforcement a été estimé sur la base du modèle EPS900VD2-REX, sur les brèches de 4-6 pouces (sans prise en compte du refroidissement maximum). En considérant uniquement les séquences conduisant à la fusion du cœur et qui seraient supprimées par la prise en compte du renforcement, on obtiendrait un gain maximum de l'ordre de $3 \cdot 10^{-9}$ /a.r. Cette estimation représente le bénéfice sûreté maximum dans la mesure où elle ne tient pas compte des inconvénients du renforcement :

- défiabilisation de l'alimentation électrique des tableaux LH ;
- complexification possible de l'APE et stress supplémentaire de l'équipe de conduite qui serait contrainte de gérer, en concomitance avec l'accident initial, une perte partielle de source électrique et un basculement sur diesel ;
- risques de sollicitation intempestive du renforcement, en fonctionnement normal (pendant les EP) ou accidentelle.

La quantification probabiliste des inconvénients pourrait atteindre l'ordre de grandeur du bénéfice sûreté escompté du renforcement.

Ce renforcement aurait un coût estimé pour les 6 tranches CP0, au minimum de 3M€, avec un coefficient de majoration estimé de 1 à 10.

On obtient un Indice d'Efficacité Sûreté (IES) maximum de l'ordre de $3 \cdot 10^{-4}$, donc très inférieur aux IES des modifications retenues en VD3 suite aux résultats de l'application C/BS et qui sont au minimum de l'ordre de quelques 10^{-2} . Selon la méthode Coût-Bénéfice, cette modification présente très peu d'intérêt.

IV.1.2. RISQUE DE BYPASS DE LA BÂCHE PTR.

La revue technique « Extension 3^{ème} barrière » a identifié, dans les années 1990, l'existence d'un risque de rejets d'activité dans l'environnement par l'événement de la bache PTR, en phase de recirculation post-APRP. Électricité de France a déjà été amené à prévoir des essais périodiques de mesure de débit

de fuite des vannes sur les lignes concernées : les critères d'acceptabilité de ces essais ont été optimisés en fonction de ce qu'il est raisonnable d'atteindre, en exploitation, pour éviter de trop fréquents dépassements de critères.

Suite au GP VD3, Électricité de France a été amené à étudier une modification visant à détecter et limiter les rejets dans l'environnement via la bache PTR.

Les modifications envisagées sont les suivantes :

Modification n°1 : bouchage de l'évent (dispositif mobile de type baudruche à placer après le basculement en recirculation pour boucher la ligne d'évent de la bache) : les risques envisagés pour l'exploitant lors de sa mise en œuvre, ou pour l'intégrité de la bache PTR lors des mouvements d'eau demandés par l'équipe de crise (ré-emplissage après passage en recirculation), ont été jugés dissuasifs.

Modification n°2 : bouchage du trop-plein (bouchage de la ligne de trop-plein par une garde d'eau hydraulique dans un col de cygne à installer, cette garde devant être remplie en cas d'accident) : Si R représente le rejet en iode via la bache PTR actuellement, le gain de la modification, dans l'hypothèse d'un remplissage de la bache au plus tard 48 heures après le début de l'accident, s'établit dans une fourchette comprise entre R/1,4 et R/2,5 pour un taux renouvellement de bache de 10^{-2} vol/h, et entre R/4 et R/20 pour un taux de renouvellement de bache de 10^{-3} vol/h.

Modification n°3 : confinement actif de l'atmosphère de la bache PTR (ciel de bache relié à une gaine de ventilation iode, en situation post-accidentelle). La rétention de l'iode est alors totale.

Modification n°4 : renforcement de l'étanchéité des circuits (amélioration des critères de fuite des organes existants) : écartée car ces critères sont déjà optimisés et on ne peut pas espérer de gain conséquent par cette modification.

Modification n°5 : détection des fuites au niveau de l'évent : il n'est pas apparu d'usage concret d'une mesure d'activité ou de débit de dose spécifique au niveau de l'évent,

Modification n°6 : création d'une chaîne autonome de filtration iode, non retenue compte tenu de son coût très élevé et des contraintes en exploitation associées,

Modification n°7 : création d'une enceinte de confinement de la bache PTR (non complètement étanche pour permettre la respiration naturelle de la bache lors des mouvements d'eau. Cette solution n'est pas suffisante à elle seule (gain de R/1,4 seulement).

Modification examinée	Bénéfice sûreté en H.mSv/a.r.	Coût probable pour le palier CPY en k€	Indice d'Efficacité Sûreté
Bouchage du trop-plein			
Hypothèse R/1,4	$2,3 \cdot 10^{-3}$	1950	$5 \cdot 10^{-4}$
Hypothèse R/20	$7,7 \cdot 10^{-3}$		$1,7 \cdot 10^{-3}$
Confinement actif de l'atmosphère de la bache PTR	$8,1 \cdot 10^{-3}$	11340	$3 \cdot 10^{-4}$

Les Indices d'Efficacité Sûreté obtenus sont tous inférieurs à ceux des modifications retenues dans le cadre du projet VD3 notamment en regard du résultat des analyses C/BS : selon la méthode Coût-Bénéfice, ces modifications présentent peu d'intérêt.

IV.2. ANALYSE DE L'IRSN

Compte tenu du fait que ces modifications n'ont jamais fait l'objet d'une analyse concernant l'impact sur la sûreté (positif ou négatif), car elles n'ont pas été proposées par l'exploitant dans le cadre des VD3 900, l'IRSN ne peut pas se prononcer sur l'application de la méthode « coût-bénéfice » dans ce cas.

RÉFÉRENCES DE L'ANNEXE DU CHAPITRE V

- [5A_1] Méthode Coût/Bénéfice Sûreté, Note Électricité de France/DPI/SEPTEN ENSN060027 Indice A, du 24 mai 2006
- [5A_2] GP Coût Bénéfice sûreté - État de l'Art sur les Approches C/B, Note Électricité de France / R&D/ MRI/EPNA H-T51-2006-01615-FR 1.0, du 23 juin 2006
- [5A_3] Analyses coût - bénéfice - Hiérarchisation des modifications VD3 900, Note Électricité de France / SEPTEN / ENSN040147 B, du 28/11/2005
- [5A_4] Analyses coût - bénéfice - Hiérarchisation des modifications VD3 900, Note Électricité de France / SEPTEN / ENSN040147 A, du 15/11/2004
- [5A_5] Analyses coût - bénéfice - Hiérarchisation de modifications du palier 1300 MW, Note Électricité de France / CIPN / EMESF060294 A, du 08/06/2004
- [5A_6] Analyses coût - bénéfice - Hiérarchisation de modifications VD2 du palier 900 MWe - CPY, Note Électricité de France / CIPN / EMESF060295 A, du 08/06/2004
- [5A_7] Enseignements des exercices d'application de la méthode Coût-Bénéfice Sûreté, Note Électricité de France / CIPN / EMESF060223 A, du 16/06/2004
- [5A_8] GP Coût -bénéfice sureté - Compléments d'analyse, Note Électricité de France SEPTEN ENSN060094 du 26/07/2005
- [5A_9] Réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales - Analyse coût - bénéfice pour la sûreté, Courrier IRSN/DSR/SAGR/2005-255 du 13/09/2005
- [5A_10] Analyse coût-bénéfice pour la sûreté, Lettre Électricité de France SEPTEN ENSN05112 du 17/11/2005
- [5A_11] Fiche de réponse à la DGSNR, Électricité de France SEPTEN ENGSIN060143 du 12/06/2006, transmise par la lettre Électricité de France SEPTEN EMESF060438 du 07/07/2006 dans le cadre de la VD3 900, thème « Accidents Graves - EPS Niveau 2 »
- [5A_12] Lettre ANS DEP-SD2 2072/2005 du 4 janvier 2005
- [5A_13] Fiche de synthèse EDF ENFCFF070030 - Réponse au questionnaire IRSN/DSR/SAGR/2007-55 relatif à l'utilisation de l'EPS2 dans la méthode coût-bénéfice transmise par courrier ENS070017 du 13/02/2007