



Commission canadienne
de sûreté nucléaire

Canadian Nuclear
Safety Commission

Rapport annuel 2004 du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada

INFO-0752



Juillet 2005

**RAPPORT ANNUEL 2004 DU PERSONNEL DE LA CCSN
SUR LE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ
DES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA**

INFO-0752

Publié par la
Commission canadienne de sûreté nucléaire
Juillet 2005

Rapport annuel 2004 du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada
Document INFO-0752

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire

© Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, 2005

La reproduction d'extraits du présent document à des fins personnelles est autorisée à condition que la source soit indiquée en entier. Toutefois, sa reproduction en tout ou en partie à des fins commerciales ou de redistribution nécessite l'obtention préalable d'une autorisation écrite de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Numéro de catalogue CC171-1/2004F-PDF
ISBN 0-662-74696-1

This document is available in English under the title "Annual CNSC Staff Report for 2004 on the Safety Performance of the Canadian Nuclear Power Industry".

Disponibilité du présent document

Le présent document est disponible sur le site Web de la CCSN à l'adresse www.suretenucleaire.gc.ca. Pour en commander une copie papier en anglais ou en français, veuillez communiquer avec le :

Bureau des communications et des affaires réglementaires
Commission canadienne de sûreté nucléaire
280, rue Slater
Case postale 1046, Succursale B
Ottawa (Ontario) K1P 5S9
CANADA

Téléphone : (613) 995-5894 ou 1 (800) 668-5284 (au Canada)
Télécopieur : (613) 995-2915
Courriel : info@cnsccsn.gc.ca

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	1
DÉFINITIONS DES DOMAINES DE SÛRETÉ ET DES PROGRAMMES... 5	
SECTION 1 - SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, PAR SITE	13
1.1 BRUCE-A ET BRUCE-B	14
1.1.1 Exploitation	14
1.1.2 Assurance du rendement	16
1.1.3 Conception et analyse	18
1.1.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement.....	20
1.1.5 Préparation aux situations d'urgence	22
1.1.6 Protection de l'environnement.....	23
1.1.7 Radioprotection.....	23
1.1.8 Sécurité des sites.....	23
1.1.9 Garanties.....	24
1.2 DARLINGTON.....	25
1.2.1 Exploitation	25
1.2.2 Assurance du rendement.....	27
1.2.3 Conception et analyse	29
1.2.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement	30
1.2.5 Préparation aux situations d'urgence	33
1.2.6 Protection de l'environnement.....	33
1.2.7 Radioprotection.....	34
1.2.8 Sécurité des sites.....	34
1.2.9 Garanties.....	34
1.2.10 Garanties financières pour le déclasséme nt	35
1.2.11 Conclusion	35
1.3 PICKERING-A ET PICKERING-B	36
1.3.1 Exploitation	36
1.3.2 Assurance du rendement.....	38
1.3.3 Conception et analyse	40
1.3.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement.....	42
1.3.5 Préparation aux situations d'urgence	45
1.3.6 Protection de l'environnement.....	46

1.3.7 Radioprotection.....	46
1.3.8 Sécurité des sites.....	46
1.3.9 Garanties.....	47
1.4 GENTILLY-2	48
1.4.1 Exploitation	48
1.4.2 Assurance du rendement.....	50
1.4.3 Conception et analyse	53
1.4.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement.....	54
1.4.5 Préparation aux situations d'urgence	56
1.4.6 Protection de l'environnement.....	56
1.4.7 Radioprotection.....	57
1.4.8 Sécurité des sites.....	58
1.4.9 Garanties.....	58
1.4.10 Garanties financières pour le déclassement	58
1.4.11 Conclusion	58
1.5 POINT LEPREAU.....	60
1.5.1 Exploitation	60
1.5.2 Assurance du rendement.....	61
1.5.3 Conception et analyse	63
1.5.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement	65
1.5.5 Préparation aux situations d'urgence	67
1.5.6 Protection de l'environnement.....	68
1.5.7 Radioprotection.....	68
1.5.8 Sécurité des sites.....	68
1.5.9 Garanties.....	69
SECTION 2 - SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, DANS L'ENSEMBLE, ET TENDANCES	70
2.1 EXPLOITATION	71
2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale.....	71
2.1.2 Conduite des opérations	72
2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)	77
2.2 ASSURANCE DU RENDEMENT	78
2.2.1 Gestion de la qualité	78
2.2.2 Facteurs humains.....	79

2.2.3 Culture de sûreté et gestion de la sûreté	80
2.2.4 Formation, examen et accréditation.....	81
2.3 CONCEPTION ET ANALYSE.....	82
2.3.1 Analyse de la sûreté	82
2.3.2 Questions de sûreté	82
2.3.3 Conception	82
2.4 APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT.....	82
2.4.1 Entretien	82
2.4.2 Intégrité structurale.....	83
2.4.3 Fiabilité	84
2.4.4 Qualification de l'équipement.....	86
2.5 PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE.....	87
2.6 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT.....	87
2.7 RADIOPROTECTION	87
2.8 SÉCURITÉ DES SITES.....	89
2.9 GARANTIES.....	89
2.10 CONCLUSION	90
ANNEXE A - GLOSSAIRE	96
ANNEXE B - SIGLES	99
ANNEXE C - SYSTÈME DE COTATION	100
ANNEXE D - FAITS SAILLANTS AUX CENTRALES NUCLÉAIRES ET LES ACTIVITÉS DE SUIVI.....	101
ANNEXE E - DOSSIERS GÉNÉRIQUES	120

RÉSUMÉ

Ce rapport fait état de l'évaluation effectuée par le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) de la sûreté de l'exploitation des centrales nucléaires au Canada en 2004. Il décrit les programmes des titulaires de permis et leur mise en œuvre dans neuf domaines de sûreté. Les centrales Darlington et Gentilly-2 sont présentement au point milieu de la durée de leur permis d'exploitation. L'intention est que ce rapport serve de rapport de mi-parcours pour ces deux centrales.

En plus de l'évaluation des domaines de sûreté et des programmes de chaque centrale, ce rapport présente une comparaison entre les centrales, montre les tendances d'une année à l'autre et fait ressortir les enjeux importants qui touchent l'ensemble de l'industrie.

Les inspections et examens effectués ont permis au personnel de la CCSN de conclure que les centrales nucléaires ont été exploitées de manière sûre en 2004. Aucun travailleur d'une centrale nucléaire ni aucun membre du public n'a reçu de dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires. Les rejets provenant de toutes les centrales ont également été inférieurs aux limites réglementaires. L'évaluation du domaine de sûreté « exploitation » est aussi venue corroborer la conclusion que les centrales nucléaires ont été exploitées de manière sûre en 2004. L'évaluation des huit autres domaines de sûreté a permis de confirmer, qu'en général, les centrales ont en place des programmes adéquats pour continuer d'exploiter de manière sûre. Divers indicateurs de rendement (IR) ont apporté des preuves additionnelles en appui à ces conclusions.

En 2004, la plupart des domaines de sûreté répondait aux attentes de la CCSN. On a noté quelques changements importants dans l'évaluation de la conception des programmes des différents domaines de sûreté mais on a observé plus de changements dans l'évaluation de la mise en œuvre de ces programmes. En moyenne, parmi les titulaires de permis, les cotes attribuées par le personnel de la CCSN montrent que la mise en œuvre des programmes s'est améliorée au cours de 2004.

Comme au cours des années précédentes, les centrales nucléaires avaient toujours de programmes adéquats dans les domaines de sûreté « protection de l'environnement » et « garanties ». À l'exception d'une centrale dans chacun des cas, les domaines de sûreté « préparation aux situations d'urgence » et « radioprotection » constituaient des points forts, dignes de mention.

Cependant, dans l'ensemble, le domaine de sûreté « assurance du rendement » est demeuré un point faible des titulaires de permis. Au moins un des programmes de ce domaine constitue une faiblesse à chacun des sites. En général, le programme « gestion de la qualité » est demeuré une faiblesse aux centrales à tranches multiples tandis que le programme « facteurs humains » l'a été aux centrales à une seule tranche.

Pour satisfaire aux exigences de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN) et de ses règlements d'application, les titulaires de permis doivent mettre en œuvre des programmes qui comportent des mesures adéquates pour protéger l'environnement, pour préserver la santé et la sécurité des personnes, pour maintenir la sécurité nationale et pour respecter les obligations internationales du Canada.

Le présent rapport décrit sommairement l'évaluation effectuée par le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) à l'égard du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada en 2004. L'évaluation est faite par rapport aux exigences réglementaires de la LSRN et de ses règlements d'application, ainsi qu'aux conditions des permis d'exploitation et aux normes applicables. Les programmes des titulaires de permis sont regroupés en neuf domaines de sûreté, et on évalue la conception des programmes et leur mise en œuvre ou rendement. On retrouve à la section suivante du rapport une description générale des domaines de sûreté et des programmes qui les composent.

Les conclusions du présent rapport s'appuient sur des données recueillies au cours d'inspections effectuées par le personnel de la CCSN, d'études de documents et d'événements et sur les indicateurs de rendement (IR) de la CCSN.

La section 1 du rapport est axée sur chacun des sites de centrales nucléaires et fournit des résultats détaillés de l'évaluation des domaines de sûreté et des programmes, en particulier si les programmes ou leur mise en œuvre n'ont pas répondu aux attentes du personnel de la CCSN. Les centrales Darlington et Gentilly-2 sont présentement au point milieu de la durée de leur permis d'exploitation. L'intention est que ce rapport serve de rapport de mi-parcours pour ces deux centrales. Dans leurs cas, des détails additionnels et une brève conclusion sont inclus.

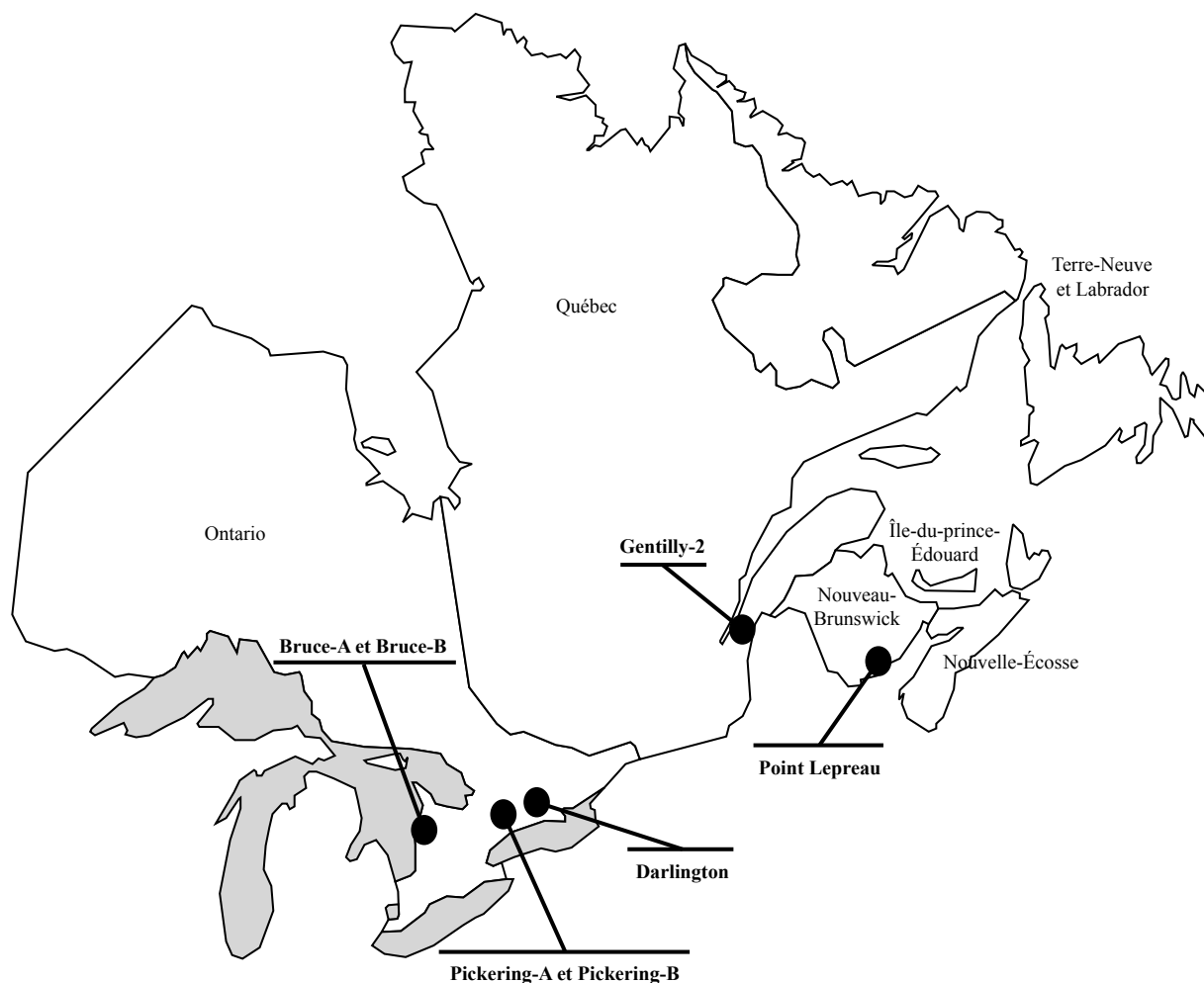
La section 2 présente une comparaison entre les centrales, ainsi que les tendances d'une année à l'autre et fait ressortir les questions importantes qui touchent l'ensemble du secteur nucléaire. Elle comprend aussi des tableaux de données sur les IR et récapitule les cotes de rendement des titulaires de permis en 2004.

Certains termes spécialisés et techniques sont définis à l'annexe A et apparaissent en italique dans le texte. La liste des sigles employés dans le présent document se trouve à l'annexe B, et les cotes attribuées pour chaque programme et domaine de sûreté reposent sur le système de cotation décrit à l'annexe C.

Les événements importants ou les faits saillants de 2004 pour les sites autorisés ont été rapportés à la *Commission* par l'entremise de *documents aux commissaires* (CMD) intitulés « rapports des faits saillants » (RFS). L'annexe D, qui repose sur les RFS, décrit les faits saillants relatifs aux centrales nucléaires en 2004 et les activités de suivi.

L'annexe E décrit l'état actuel des dossiers génériques (DG) concernant chaque titulaire de permis.

La figure 1 (à la page suivante) montre l'emplacement des centrales nucléaires au Canada, le nombre de tranches par centrale et leur capacité de production d'électricité, l'année de la mise en service initiale, le nom des titulaires de permis et les dates d'expiration des permis. Des 22 réacteurs CANDU pour lesquels la *Commission* a délivré des permis d'exploitation, 17 ont fourni de l'électricité au réseau en 2004. Des travaux de remise en état ont aussi été effectués sur trois autres tranches (les tranches 1 à 3 de la centrale Pickering-A), tandis que deux tranches étaient toujours en *fermeture temporaire* avec le combustible déchargé (les tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A).



DONNÉES RELATIVES AUX CENTRALES							
Centrale	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering- A	Pickering- B	Gentilly-2	Point Lepreau
Titulaire de permis	Bruce Power	Bruce Power	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Hydro-Québec	Énergie Nouveau Brunswick
Nombre de tranches	4	4	4	4	4	1	1
Capacité brute de production d'électricité par réacteur (en mégawatts)	904	915	935	542	540	675	680
Entrée en service	1976	1984	1989	1971	1982	1982	1982
Expiration des permis	2009/03/31	2009/03/31	2008/02/29	2005/06/30	2008/06/30	2006/12/31	2005/12/31

Figure 1 : Emplacement des centrales nucléaires au Canada et données relatives à celles-ci

DÉFINITIONS DES DOMAINES DE SÛRETÉ ET DES PROGRAMMES

Exploitation

L'exploitation concerne la conduite des opérations de même que la gestion de l'organisation et de la centrale. Elle constitue un domaine de sûreté de portée générale et tient compte des constatations faites dans tous les domaines de sûreté qui s'appliquent au rendement global de la centrale, comme la culture de sûreté et l'examen des transitoires. Ce domaine de sûreté comprend aussi la santé et sécurité au travail (non radiologique).

Gestion de l'organisation et de la centrale

La gestion de l'organisation et de la centrale concerne l'examen général de l'exploitation. Elle englobe des sujets d'examen de haut niveau et des renseignements provenant de programmes individuels applicables au rendement global, ainsi que des sujets qui relèvent directement de la direction de la centrale.

Conduite des opérations

Le programme « conduite des opérations » concerne le rendement du personnel chargé de la conduite des opérations. Il englobe les activités effectuées par les opérateurs pour démontrer que l'exploitation des systèmes de la centrale est sûre et qu'ils sont conscients de la philosophie d'exploitation se résumant à « refroidir, contrôler et confiner ». Il comprend les programmes des titulaires de permis relatifs aux inspections opérationnelles, au respect des procédures, aux communications, aux autorisations, au contrôle des changements et à la gestion des arrêts. Pour vérifier ces programmes, le personnel de la CCSN procède à des examens des documents ainsi qu'à des inspections en chantier des systèmes et des pratiques d'exploitation. Le personnel de la CCSN exerce également une surveillance au cours des arrêts pour fins d'entretien afin de s'assurer de l'application des principes régissant la sûreté des réacteurs et que les programmes des titulaires de permis comme l'entretien, la radioprotection et le contrôle des doses de rayonnement sont gérés efficacement.

Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » est celui que l'employeur et les travailleurs doivent mettre en œuvre pour s'assurer qu'à la centrale, le risque présenté par les dangers non radiologiques est réduit au minimum.

Assurance du rendement

L'assurance du rendement se rapporte aux politiques et aux programmes de l'organisation et à leur impact sur le niveau de qualité et de sûreté. La gestion de la qualité, le rendement humain et

la formation sont des programmes de portée générale. Autrement dit, le rendement au chapitre de ces programmes influence le rendement dans d'autres ainsi que l'efficacité de l'ensemble des processus de gestion d'une centrale. Le personnel de la CCSN cote ce domaine de sûreté en évaluant l'élaboration, la mise en œuvre et l'amélioration continue des politiques, des normes et des procédures exigées pour la gestion des programmes du titulaire de permis. L'assurance du rendement regroupe les trois programmes suivants : « gestion de la qualité », « facteurs humains » et « formation, examen et accréditation ».

Gestion de la qualité

Le programme « gestion de la qualité » regroupe les activités coordonnées pour orienter et contrôler une organisation à l'égard de la qualité et de la sûreté. Il est axé sur l'obtention de résultats, en rapport avec les objectifs de qualité, pour que les besoins, les attentes et les exigences des parties concernées soient satisfaits. Un programme « gestion de la qualité » en matière d'exploitation exige que l'ensemble des processus nécessaires à l'exploitation sûre de la centrale soient intégrés et documentés dans des manuels, politiques, normes et procédures.

Facteurs humains

Le programme « facteurs humains » a pour objectif de réduire le risque d'erreur humaine en tenant suffisamment compte des facteurs qui peuvent influencer sur le rendement humain. Voici les facteurs humains que le personnel de la CCSN examine actuellement pour s'assurer que les titulaires de permis répondent aux attentes réglementaires : les facteurs humains dans la conception, l'organisation du travail et la conception des tâches (p. ex., les niveaux de dotation, les heures de travail), l'expérience d'exploitation et l'*analyse des causes fondamentales*, la fiabilité humaine et les aspects des procédures et des outils de travail qui concernent la convivialité.

Formation, examen et accréditation

Le programme « formation, examen et accréditation » a pour but de s'assurer qu'il existe un nombre suffisant de personnes qualifiées pour mener les activités autorisées. Le personnel de la CCSN s'attend à ce que les titulaires de permis établissent et mettent en œuvre des programmes de formation adéquats pour répondre à ce besoin. Ces programmes doivent permettre au personnel du titulaire de permis dans toutes les catégories d'emploi pertinentes de posséder les connaissances et les habiletés voulues pour accomplir de façon sûre les tâches requises. Les cotes pour le programme « formation, examen et accréditation » reposent actuellement sur l'examen des programmes de formation, effectué à l'aide de critères fondés sur la méthodologie appelée *approche systématique à la formation* (ASF), et non sur les résultats obtenus

par les candidats des titulaires de permis aux examens d'accréditation. Cependant, l'accréditation satisfaisante et continue des travailleurs est nécessaire pour toutes les centrales.

Conception et analyse

Le domaine de sûreté « conception et analyse » concerne les activités qui influent sur la capacité des systèmes d'une centrale nucléaire de satisfaire constamment à leurs critères de conception, compte tenu des nouveaux renseignements découlant de l'expérience d'exploitation, de l'analyse de la sûreté ou de l'examen des questions de sûreté. Si l'on découvre une nouvelle défaillance ou un phénomène de dégradation, le personnel de la CCSN en fait, s'il y a lieu, un *point à régler*. Le titulaire de permis doit alors prendre des mesures correctives provisoires pour assurer le maintien des marges de sûreté du réacteur. Le personnel de la CCSN assure ensuite le suivi du *point à régler*, jusqu'à ce qu'il ait été réglé de manière satisfaisante et définitive.

Analyse de la sûreté

L'analyse de la sûreté concerne la confirmation que la probabilité et les conséquences d'une gamme d'accidents de référence (AR) sont acceptables. Les résultats de l'analyse permettent aussi de définir des limites opérationnelles sûres. Les titulaires de permis d'exploitation d'une centrale effectuent régulièrement des analyses de la sûreté pour confirmer que les modifications apportées à la conception de la centrale sont telles que les conséquences d'accidents de référence répondent toujours aux exigences de la CCSN. Le personnel de la CCSN examine surtout les analyses de la sûreté pour vérifier qu'elles reposent sur des hypothèses raisonnablement prudentes, se fondent sur des modèles validés, ont une portée appropriée et révèlent des résultats acceptables.

Questions de sûreté

Le programme « questions de sûreté » concerne l'identification et la résolution des questions découlant des travaux de recherche, de l'intégration de nouvelles connaissances, de l'analyse des risques ou des stratégies d'atténuation des accidents.

Une préoccupation touchant la sûreté qui ne peut être réglée d'après les connaissances actuelles est appelée question de sûreté en suspens. Le personnel de la CCSN a officiellement inscrit les questions de sûreté en suspens qui sont communes à plusieurs centrales et de nature complexe comme étant des DG. D'autres travaux, qui comprennent à l'occasion de la recherche expérimentale, sont requis pour déterminer avec plus d'exactitude l'effet global d'un DG sur la sûreté des installations. Néanmoins, le personnel de la CCSN estime qu'il est possible de poursuivre l'exploitation de la centrale, car la plupart des DG se rapportent à des situations où les marges de sûreté existent

toujours mais pourraient se dégrader. Les questions où l'importance pour la sûreté est confirmée et immédiate sont examinées en priorité par d'autres moyens.

Pour s'assurer que les attentes de la CCSN relativement à chaque DG sont claires, le personnel de la CCSN a élaboré des énoncés de position qui comprennent des critères de fermeture et un délai prévu à cet égard.

Conception

La conception concerne le maintien des spécifications initiales de la centrale en fonction des normes modernes et des meilleures pratiques ou des correctifs apportés aux lacunes relevées antérieurement.

Le personnel de la CCSN examine la conception des centrales pour s'assurer que les titulaires de permis tiennent à jour une description documentée de l'équipement, incluant la qualification de l'équipement et les exigences en matière de classification. Il examine les programmes de modification à la conception et d'amélioration de la sûreté et les programmes qui ont des incidences sur la sûreté de l'exploitation de la centrale en général, comme la protection contre l'incendie.

Aptitude fonctionnelle de l'équipement

L'aptitude fonctionnelle de l'équipement englobe les programmes qui ont une incidence sur l'état physique des structures, des systèmes et des composants (SSC) de la centrale. Ce domaine de sûreté englobe les programmes « entretien », « intégrité structurale », « fiabilité » et « qualification de l'équipement ». Pour s'assurer que les SSC qui sont importants pour la sûreté dans les centrales nucléaires sont efficaces et le demeurent au fil du temps, les titulaires de permis doivent établir des programmes adéquats de *qualification environnementale* (QE) et intégrer les résultats des programmes d'inspection et de fiabilité dans leurs activités d'entretien.

Entretien

L'entretien concerne les exigences et les activités destinées à maintenir les SSC des centrales dans un état conforme aux exigences de conception actuelles et aux résultats des analyses.

Les titulaires de permis doivent maintenir leurs SSC dans un état qui est conforme aux exigences de conception actuelles et aux résultats des analyses ainsi que mettre en œuvre un programme d'entretien comprenant une organisation, des outils et des procédures acceptables. Ils doivent également démontrer que d'autres programmes connexes concernant la fiabilité, la QE, la formation, la surveillance technique,

l'approvisionnement et la planification soutiennent efficacement le programme « entretien ».

Intégrité structurale

L'intégrité structurale concerne les inspections périodiques visant à confirmer que les équipements majeurs demeurent en bon état.

Le personnel de la CCSN exige que les titulaires de permis élaborent des stratégies pour gérer les problèmes d'intégrité structurale, y compris pour surveiller, évaluer et atténuer les problèmes et pour remplacer les composants dégradés, le cas échéant. Les titulaires de permis effectuent des inspections périodiques pour confirmer que demeurent en bon état les équipements majeurs du circuit caloporteur primaire (CCP) et des systèmes de sûreté qui sont importants pour la santé et la sécurité des travailleurs et du public et la protection de l'environnement. Ces inspections portent surtout sur les *tubes de force* (TF), les *tuyaux d'alimentation* et les tubes des *générateurs de vapeur*.

Fiabilité

La fiabilité concerne l'exécution d'évaluations, d'essais et de mesures de surveillance, la production de rapports ainsi que l'établissement d'objectifs pour les systèmes susceptibles, en cas de défaillance, d'influer sur le risque d'un rejet de matières radioactives ou dangereuses. Les titulaires de permis doivent veiller à ce que les systèmes dont la défaillance influe sur le risque d'un rejet de matières radioactives fassent partie d'un programme « fiabilité ». Ils doivent instaurer un programme qui prévoit l'établissement d'objectifs de fiabilité, l'exécution d'évaluations, d'essais et de mesures de surveillance axés sur la fiabilité ainsi que la production de rapports. Les examens des programmes « fiabilité » effectués par le personnel de la CCSN portent surtout sur les éléments suivants :

- les modèles de fiabilité et la vérification des données;
- la disponibilité des systèmes de sûreté;
- le programme d'essais;
- la production des rapports.

Qualification de l'équipement

La qualification de l'équipement concerne les exigences fonctionnelles et de rendement propres à chaque centrale et qui visent à assurer que les SSC peuvent fonctionner de manière sûre. La QE constitue une partie importante du programme « qualification de l'équipement ». Elle a pour objet de garantir la capacité de l'équipement de fonctionner

au fil du temps et ainsi remplir la fonction de sûreté pour laquelle il a été conçu, incluant dans des conditions environnementales extrêmes découlant d'accidents de référence. Pour être jugés efficaces, les programmes de QE doivent respecter un certain nombre de critères d'acceptation élaborés par le personnel de la CCSN. Les titulaires de permis doivent :

- a. posséder un programme documenté de QE et avoir mis en place des processus connexes;
- b. s'assurer que les processus et les procédures de QE respectent les normes reconnues du secteur nucléaire;
- c. installer (ou remplacer) l'équipement requis et disposer de preuves à l'effet qu'il est capable de remplir la fonction de sûreté pour laquelle il a été conçu;
- d. avoir à la centrale tous les documents relatifs à la QE;
- e. mettre au point un programme pour évaluer, en période normale d'exploitation, la dégradation et les défaillances de l'équipement répondant aux exigences de QE;
- f. veiller à ce que les processus de QE soient conformes au programme d'assurance de la qualité (AQ) de la centrale;
- g. apprendre au personnel de conduite et d'entretien les principes et les processus de QE.

Parmi les autres sujets d'examen dans le programme « qualification de l'équipement » figurent le contrôle de la chimie de l'eau et la protection contre l'incendie.

Préparation aux situations d'urgence

La préparation aux situations d'urgence concerne le plan des mesures d'urgence global et le programme de préparation aux situations d'urgence, ainsi que les résultats de tous les exercices de simulation d'urgence.

Pour pouvoir réagir efficacement en cas d'urgence, les titulaires de permis doivent disposer d'un plan des mesures d'urgence global, comprenant un programme de préparation aux situations d'urgence. Ils doivent également assurer la capacité d'intervention de leur personnel par des exercices de simulation d'urgence. Pour juger de la capacité d'un titulaire de permis à cet égard, le personnel de la CCSN évalue le plan des mesures d'urgence et le programme de préparation aux situations d'urgence, de même que les résultats des exercices de simulation. L'évaluation du plan donne une idée de l'efficacité de la stratégie d'intervention. L'examen du programme de préparation aux situations d'urgence permet de vérifier que tous les éléments du plan d'intervention sont en place et maintenus dans un état approprié. Enfin, en évaluant le personnel dans le cadre d'une simulation d'accident nucléaire, on peut évaluer la capacité d'intervention elle-même.

Protection de l'environnement

La protection de l'environnement concerne les programmes destinés à repérer, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses des centrales. Ce domaine de sûreté comprend la surveillance des effluents et de l'environnement, les données sur les rejets et les rejets non planifiés.

Selon les règlements de la CCSN, chaque titulaire de permis doit prendre toutes les précautions raisonnables pour protéger l'environnement et contrôler le rejet de substances radioactives ou dangereuses. Le personnel de la CCSN vérifie que les titulaires de permis disposent de programmes pour repérer, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses provenant de leurs centrales. Les examens du rendement dans le domaine « protection de l'environnement » effectués par le personnel de la CCSN portent notamment sur les éléments suivants :

- les doses de rayonnement reçues par la population;
- les données sur les rejets;
- la surveillance des effluents et de l'environnement;
- les rejets non planifiés.

Radioprotection

La radioprotection concerne le programme mis en place pour s'assurer que les personnes se trouvant à l'intérieur d'une installation nucléaire sont protégées contre toute exposition inutile au rayonnement ionisant. Le *Règlement sur la radioprotection* précise les limites de dose de rayonnement pour les travailleurs susceptibles d'être exposés à des matières radioactives. Ce règlement stipule également que les programmes de radioprotection des titulaires de permis doivent comprendre un certain nombre de mesures de contrôle qui, tenant compte des facteurs économiques et sociaux, visent à maintenir l'exposition au rayonnement au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA). Ces mesures comprennent le contrôle par la gestion des pratiques de travail, les qualifications et la formation du personnel, le contrôle de l'exposition au rayonnement des travailleurs et du public, la planification pour faire face aux situations anormales et la mesure de la quantité et de la concentration de toute relâche de substances nucléaires occasionnées par des activités autorisées.

Sécurité des sites

La sécurité des sites concerne le programme requis pour appliquer et soutenir les exigences de sécurité énoncées dans le *Règlement sur la sécurité nucléaire* et toute ordonnance spécifique à un site.

Pour assurer la conformité par rapport aux exigences, le personnel de la CCSN évalue, chez les titulaires de permis, les éléments suivants :

- le service des gardes de sécurité des sites, y compris les fonctions, les responsabilités et la formation des gardes;
- la force d'intervention en cas d'urgence nucléaire, y compris l'équipement, la formation et le déploiement;
- les dispositions prises avec les forces d'intervention hors site et la mise à l'essai des plans d'intervention;
- les procédures suivies pour évaluer les atteintes possibles à la sécurité et y réagir;
- le matériel et les logiciels des systèmes de surveillance de la sécurité, d'évaluation, de détection, de communication et de contrôle d'accès.

Les titulaires de permis doivent disposer en tout temps d'un nombre suffisant de gardes de sécurité qualifiés et bien équipés. Leurs sites doivent être surveillés en permanence, et les titulaires de permis doivent prendre les mesures appropriées en cas d'atteinte à la sécurité. De plus, bien que le règlement ne le stipule pas directement, le personnel de la CCSN s'attend à ce que tous les titulaires de permis procèdent à des exercices conjoints de sécurité avec leurs forces d'intervention hors site.

Garanties

Le mandat réglementaire de la CCSN consiste notamment à veiller à ce que les titulaires de permis se conforment aux mesures qui découlent des obligations internationales du Canada en tant que signataire du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires. À ce titre, le Canada a conclu avec l'*Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)* un accord sur les *garanties* établissant que l'AIEA a le droit et la responsabilité de vérifier si le Canada s'acquitte de ses engagements en ce qui concerne l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

La CCSN fournit, au moyen de la LSRN, de ses règlements d'application et des conditions de permis, un mécanisme par lequel l'AIEA peut appliquer l'accord sur les *garanties*. Les conditions régissant l'application des *garanties* sont prévues dans le permis d'exploitation de centrale nucléaire. Pour s'y conformer, le titulaire de permis doit produire, en temps opportun, des rapports sur l'emplacement et le déplacement de toutes les matières radioactives et sur les mesures d'application des *garanties*.

SECTION 1

SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, PAR SITE

La présente section du rapport est divisée par site et, pour chacun d'eux, on y trouve les cotes pour les domaines de sûreté et les programmes. Les cotes pour tous les sites sont également récapitulées dans les tableaux à la fin de la section 2. Les définitions des domaines de sûreté et des programmes se trouvent dans la section précédente.

Les cotes attribuées à chaque programme et domaine de sûreté reposent sur le système de cotation décrit à l'annexe C. Les cotes du présent rapport s'appuient sur des données recueillies au cours d'inspections effectuées par le personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) et d'études de documents et d'événements.

Les sous-sections du rapport portant sur Darlington et Gentilly-2 servent aussi de rapport de mi-parcours conformément aux permis d'exploitation présentement en vigueur pour chacune de ces centrales. À cette fin, ces sous-sections contiennent des renseignements détaillés au sujet des programmes et des domaines de sûreté nécessitant une attention particulière de la part de ces titulaires de permis. De plus, ces sous-sections couvrent sommairement les conditions pertinentes du permis d'exploitation et incluent de brèves conclusions.

1.1 BRUCE-A ET BRUCE-B

1.1.1 Exploitation

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce-A	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B
Bruce-B	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

Tôt en 2004, la tranche 3 de la centrale Bruce-A a été redémarrée et synchronisée au réseau électrique. Au cours de 2004, Bruce Power a déterminé que le redémarrage des tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A était faisable. Elle complète présentement une étude environnementale en préparation à leur redémarrage éventuel. Aucune décision n'a encore été annoncée sur la réalisation éventuelle d'un projet de redémarrage de ces tranches.

En 2004, Bruce Power a complété une étude environnementale portant sur le projet d'un nouveau combustible. Ce projet comporte l'utilisation possible dans les réacteurs de Bruce-B d'un combustible ayant un faible coefficient de réactivité dû au vide.

Tenant compte des résultats des inspections effectuées par le personnel de la CCSN, on a conclu que Bruce Power a amélioré son rendement en 2004. Bruce Power a continué ses efforts d'intégration des sites Bruce-A et Bruce-B en adoptant un ensemble commun de procédures, processus et approches pour régler les problèmes.

1.1.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Bruce Power a continué d'intégrer les organisations des sites Bruce-A et Bruce-B. La direction a fait preuve de leadership et a fait la promotion de la sûreté et de la sécurité. Le titulaire de permis a réalisé des progrès relativement à l'adoption d'une approche plus globale en intégrant les sites de Bruce-A et Bruce-B et en adaptant les processus de Bruce Power aux normes internationales. Cette intégration sera évaluée en 2005 lorsque, pour la première fois, le World Association of Nuclear Operators effectuera un audit de Bruce Power.

Au cours de ses inspections à Bruce-A et Bruce-B, le personnel de la CCSN a observé qu'on y faisait la promotion de la sûreté et de la sécurité et qu'un bon niveau de conformité était

maintenu. Il n'y a pas eu de défaillances majeures de systèmes en 2004 à Bruce-A et Bruce-B. Il n'y a eu que peu de transitoires et leurs conséquences ont été mineures. Certains transitoires sont décrits à la section D.1.

Le programme des relations publiques de Bruce Power est efficace et il répond aux exigences de la CCSN.

1.1.1.2 Conduite des opérations

L'intégration des procédures et des processus de Bruce-A et Bruce-B signifie que les deux sites ont été exploités d'une manière semblable en 2004.

La gestion des arrêts a répondu aux exigences de la CCSN. Les travaux ont été exécutés rapidement et les retards accumulés au chapitre de l'entretien sont demeurés à un niveau acceptable. Le personnel de la CCSN a inspecté l'installation de l'instrumentation de démarrage et a trouvé que le contrôle des travaux nécessitait des améliorations. Malgré cette lacune, dans l'ensemble, le programme « conduite des opérations » et sa mise en œuvre répondent toujours aux exigences de la CCSN.

Bruce Power a démontré son engagement à faire de la sûreté sa priorité numéro un en prolongeant l'arrêt de la tranche 5 d'approximativement 15 jours afin de remplacer un composant d'un joint d'étanchéité d'une pompe du circuit caloporteur primaire, même si celui-ci n'était pas endommagé au point où il devait être remplacé.

Une directive a été émise en 2004 lorsque la puissance thermique d'un réacteur à Bruce-B a excédé la limite prescrite dans le permis d'exploitation. Cette question a été réglée selon le calendrier établi et à la satisfaction du personnel de la CCSN. Les inspections et les examens des demandes d'approbation effectués par le personnel de la CCSN n'ont pas révélé de problèmes importants pour la sûreté à Bruce-A et Bruce-B.

1.1.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

En 2004, le personnel des centrales de Bruce Power a effectué plus de 6 millions heures-personnes de travail sans qu'il ne se produise d'accidents entraînant une perte de temps. Ceci est reflété au tableau 9 qui montre que l'indicateur de rendement (IR) « taux de gravité des accidents » au site Bruce est nul en 2004.

Bruce Power a mis en vigueur un plan pour répondre à la possibilité d'une pandémie de grippe et environ deux tiers du personnel ont été vaccinés volontairement.

1.1.2 Assurance du rendement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce- A	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	C	B
	Facteurs humains	B	B
	Formation, examen et accréditation	B	B
Bruce- B	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	C	B
	Facteurs humains	B	B
	Formation, examen et accréditation	B	B

Globalement, se référant à l'information recueillie par la CCSN en 2004, le domaine de sûreté « assurance du rendement » répond aux exigences de la CCSN. Cependant, Bruce Power n'a pas rencontré ses échéances pour l'élaboration et la soumission de son programme « gestion de la qualité » et les documents soumis jusqu'à maintenant sont difficilement compréhensibles. De plus, lors d'une inspection des facteurs humains en 2004, on a noté des dérogations aux exigences sur l'effectif minimal par quart.

1.1.2.1 Gestion de la qualité

La section 2.2.1 donne des renseignements additionnels au sujet de la demande d'accréditation de Bruce Power pour exécuter des travaux sur les enveloppes sous pression.

En février 2004, le personnel de la CCSN a effectué un examen initial des politiques et des programmes de gestion en cours de préparation et devant être soumis à la CCSN en mars 2005. Cet examen a révélé que Bruce Power était en retard et que, tant pour la qualité que le contenu, les documents ne répondraient pas aux normes pertinentes de l'Association canadienne de normalisation (CSA). De plus, les documents n'étaient pas bien intégrés et ne répondaient pas à une attente du personnel de la CCSN voulant que des liens étroits soient établis avec le manuel de gestion de Bruce Power. Ceci a amené le personnel de la CCSN à effectuer en avril 2004 une inspection préliminaire de la mise en œuvre continue des politiques et programmes de gestion.

L'inspection préliminaire d'avril 2004 a permis de conclure que Bruce Power ne serait pas prête à soumettre les documents requis avant l'échéance qu'elle avait proposée (septembre 2004). Plusieurs documents étaient sous forme d'ébauche, le contenu et la qualité de certains laissaient à désirer et une approche systématique n'était pas clairement suivie dans tous les cas. Les documents n'étaient toujours pas bien intégrés et ne facilitaient pas les liens entre eux dans le cadre du manuel de gestion de Bruce Power. Plusieurs documents avaient été rédigés séparément et ne tenaient pas compte pleinement de la mise en œuvre des programmes qu'ils appuyaient.

Se référant à l'information qui précède, la cote « C » a été attribuée au programme global de Bruce Power.

En 2004, l'évaluation de la mise en oeuvre de ce programme par Bruce Power repose principalement sur les résultats d'*inspections de type II* (effectuées lors de l'arrêt de la tranche 6 et de l'arrêt pour effectuer une vérification du bâtiment à vide). Dans l'ensemble, en 2004, la mise en oeuvre du programme « gestion de la qualité » répondait aux exigences de la CCSN.

1.1.2.2 Facteurs humains

En 2004, à Bruce Power, le personnel de la CCSN a prêté une attention particulière à la conformité aux exigences sur l'effectif minimal par quart et aux procédures sur les heures de travail. En réponse à une augmentation de la tendance des dérogations aux exigences sur l'effectif minimal par quart à Bruce Power, le personnel de la CCSN a effectué une inspection pour examiner les mesures prises par Bruce Power pour se conformer. Il a découvert que Bruce Power avait fait une recherche des facteurs déterminants de ces dérogations et mettait en oeuvre des mesures correctives.

Dans le cadre du projet de conversion du cœur du réacteur, le personnel de la CCSN a continué de surveiller l'exécution du plan de mise en oeuvre du programme de Bruce Power pour intégrer les facteurs humains aux activités d'ingénierie, et il fera de même dans le cadre du projet d'un nouveau combustible.

En 2003, les permis d'exploitation de Bruce-A et Bruce-B ont été modifiés de façon à prescrire que, débutant en 2005, un opérateur de salle de commande (OSC) soit présent en tout temps aux panneaux de la salle de commande principale de chacune des tranches. Bruce Power a demandé une modification au permis afin de reporter cette exigence à 2007 dans le cas de Bruce-B et à 2009 dans le cas de Bruce-A. Tout en étudiant cette demande, le personnel de la CCSN poursuit ses discussions avec Bruce Power sur des mesures provisoires appropriées.

Des erreurs humaines ont contribué à plusieurs des faits saillants en 2004 à Bruce-A et Bruce-B (voir les sections D.1.4, D.1.5, D.1.9 et D.1.12). Le personnel de la CCSN fait un suivi des enquêtes menées par Bruce Power pour déterminer les causes fondamentales, et des actions correctives qu'elle a prises pour donner suite à ces événements.

1.1.2.3 Formation, examen et accréditation

Deux évaluations ont été effectuées à Bruce-A en 2004, portant sur la formation initiale sur simulateur des opérateurs de salle de commande de la tranche 0, et la mise en oeuvre de la formation complémentaire du programme de formation initiale des superviseurs/chefs de quart. Aucune évaluation n'a été effectuée à Bruce-B en 2004. Bruce Power a demandé le report à

décembre 2005 d'une évaluation prévue en juin 2004 afin de lui donner plus de temps pour terminer l'élaboration du programme.

Globalement, la mise en œuvre des mesures correctives que Bruce Power s'était engagée à prendre pour améliorer les programmes de formation du personnel accrédité progresse. L'élaboration de programmes de formation pour les OSC, selon une *approche systématique à la formation*, progresse également. On prévoit, si possible, examiner ces programmes en mai et décembre 2005, pour Bruce-B et Bruce-A respectivement.

Le programme accrédité de Bruce Power concernant la formation initiale du personnel de la tranche 0 doit être révisé afin d'y incorporer une nouvelle version du modèle « objectifs des plans de leçon ».

Bien que certaines lacunes aient été identifiées lors des évaluations, dans l'ensemble, la documentation et les processus de formation et d'examen à Bruce-A répondaient à la lettre ou aux objectifs des exigences de la CCSN et à ses attentes en matière de rendement. Même s'il n'y a pas eu d'évaluations à Bruce-B, on juge quand même que sa documentation et ses processus répondaient à la lettre ou aux objectifs des exigences et des attentes de la CCSN en matière de rendement. Le taux de réussite des candidats de Bruce Power aux examens d'accréditation était également satisfaisant.

1.1.3 Conception et analyse

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce-A	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B
Bruce-B	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN du domaine de sûreté « conception et analyse » ont démontré que le titulaire de permis a continué d'effectuer des analyses de sûreté adéquates et de répondre de manière satisfaisante aux nouvelles questions de conception et d'analyse.

1.1.3.1 Analyse de la sûreté

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que Bruce Power a effectué des analyses de sûreté satisfaisantes. Tel que requis, le titulaire de permis a soumis des mises à jour appropriées du rapport de sûreté. Bruce Power a également soumis le rapport du Groupe des propriétaires de CANDU (COG) couvrant les activités de recherche et de développement du secteur nucléaire en matière de sûreté et a participé avec le personnel de la CCSN à une réunion d'information organisée par COG. De plus, Bruce Power a fourni des renseignements sur les sujets et projets suivants en matière d'analyse de la sûreté :

- la méthode « analyse meilleure estimation avec incertitude » (AMEI) (en collaboration avec Ontario Power Generation (OPG));
- le projet d'un combustible avec un faible coefficient de réactivité dû au vide;
- l'exploitation de Bruce-B à 93% de la pleine puissance (voir la section D.1.8);
- l'étude de fuites consécutives de tubes de *générateur de vapeur* (GV) et de tubes du préchauffeur;
- l'arrêt de 2004 afin d'effectuer une inspection du bâtiment à vide à Bruce-B;
- l'exploitation de Bruce-A avec des canaux de combustible vides de combustible.

1.1.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a examiné le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire quant à la résolution des DG. Bruce Power a continué de faire partie de ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus de détails sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui couvre le progrès réalisé en 2004 quant à chacun des DG.

1.1.3.3 Conception

Bruce Power a réalisé des progrès considérables vers l'élimination des lacunes en matière de protection contre l'incendie. À Bruce-A et Bruce-B, on a continué d'apporter des améliorations aux systèmes de protection contre l'incendie qui avaient été entreprises initialement dans le cadre de divers programmes hérités. À Bruce-A, des améliorations aux systèmes de protection contre l'incendie ont été apportées dans le cadre du projet de redémarrage des tranches 3 et 4. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont révélé que l'aptitude fonctionnelle des systèmes de protection contre l'incendie était satisfaisante.

1.1.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce- A	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B
Bruce- B	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

Bruce Power a amélioré considérablement son programme « intégrité structurale » à Bruce-A de sorte que les systèmes et l'équipement répondaient à leurs exigences fonctionnelles et de rendement. Par conséquent, en 2004, la cote mise en œuvre a été haussée de « C » à « B ». À Bruce-A, le personnel de la CCSN a aussi attribué une cote « B » aux autres programmes de ce domaine de sûreté. Donc, à cette centrale, les cotes programme et mise en œuvre pour le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » sont toutes deux « B ».

En 2004, le personnel de la CCSN n'a pas effectué d'*inspections de type I* pour évaluer le programme « entretien » à Bruce-B. Les trois autres programmes de ce domaine de sûreté (« intégrité structurale », « fiabilité » et « qualification de l'équipement ») répondaient aux attentes de la CCSN. Par conséquent, à Bruce-B, les cotes programme et mise en œuvre pour le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » sont toutes deux « B ».

1.1.4.1 Entretien

Dans le cadre de son programme de remise en service, Bruce-A a élaboré et documenté son programme « entretien ». Ce programme incluait à l'intention de la CCSN des objectifs quant au retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif. Depuis 2003, ce retard s'est accru. Bruce Power s'occupe de ce retard accumulé et le personnel de la CCSN continuera de surveiller la situation.

Bruce-B a élaboré et documenté son programme « entretien ». Les objectifs quant au retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif ont été atteints. Le retard accumulé à Bruce-B au chapitre de l'entretien préventif demeure important mais on s'en occupe de manière satisfaisante.

1.1.4.2 Intégrité structurale

À Bruce-A, avant qu'un permis d'exploitation pour les tranches 3 et 4 ne fût délivré, les programmes d'inspections périodiques des enveloppes sous pression du CCP et des systèmes de sûreté ont été examinés et approuvés conformément aux exigences des normes les plus récentes. À Bruce-B, les programmes d'inspections périodiques des enveloppes sous pression du CCP et des systèmes de sûreté ne sont pas à jour et, en 2004, les rapports d'inspections ne répondaient pas aux exigences. À Bruce-A et Bruce-B, les programmes d'inspections périodiques de l'appareillage du confinement ont été mis à jour conformément à la dernière version de la norme. Le personnel de la CCSN surveille activement la mise en œuvre des programmes et attend toujours des réponses acceptables au suivi effectué concernant la mise en œuvre.

Depuis que les tranches 3 et 4 ont été remises en service, Bruce Power a mis en œuvre à Bruce-A un programme d'aptitude fonctionnelle des canaux de combustible dont la portée est la même et le calendrier de mise en œuvre est comparable à celui de Bruce-B. Bruce Power a réalisé des progrès considérables vers l'élimination des préoccupations relatives à l'intégrité structurale soulevées avant la remise en service. Elle a aussi adopté une approche proactive pour atténuer les conséquences de la dégradation des canaux de combustible (p. ex. déchargement ciblé de canaux de combustible de la tranche 3 à Bruce-A).

Au cours de l'arrêt planifié au printemps 2004, une inspection partielle des huit *générateurs de vapeur* de la tranche 4 a été effectuée afin de confirmer l'évaluation justifiant la poursuite de l'exploitation. On a prêté une attention particulière aux zones où les tubes sont plus susceptibles à la dégradation, incluant les endroits où, lors d'arrêts précédents, on avait découvert des tubes dégradés. Des fissurations par corrosion sous contrainte ont été découvertes à la tranche 4 et on a réglé ce problème en bouchant les tubes en question. Les résultats de toutes les autres inspections de *générateurs de vapeur* à Bruce-A et Bruce-B n'ont rien révélé d'important.

À Bruce-B, Bruce Power a continué de s'assurer de l'intégrité des canaux de combustible par l'entremise d'un programme détaillé d'inspections et d'entretien. Elle a continué de baser la portée et le calendrier des inspections sur des réévaluations régulières des données recueillies lors d'inspections de canaux et de renseignements découlant des activités de recherche et de développement. Les évaluations étaient exhaustives et présentées clairement.

À Bruce-B, pour centrer les *tubes de force* (TF) dans les *tubes de calandre* (TC), on retrouve dans chaque canal de combustible un patin d'espacement « peu ajusté » ou « bien ajusté ». Les méthodes que Bruce Power emploie pour tenir compte des contacts possibles TF-TC dépendent du type de patin d'espacement utilisé. Pour chacun des types, le personnel de la CCSN estime toujours que les inspections et évaluations effectuées par Bruce Power continuent d'être pertinentes et prudentes.

1.1.4.3 Fiabilité

Bruce Power élabore présentement le programme « fiabilité » de Bruce-A afin de se conformer aux exigences de la norme d'application de la réglementation de la CCSN S-98, « Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires ». Le personnel de la CCSN s'est assuré que Bruce Power avait identifié la documentation requise pour le programme. Bruce Power prépare également des procédures et fait une mise à jour de son étude probabiliste du risque à Bruce-A afin d'en tirer des modèles d'indisponibilité satisfaisants pour les *systèmes spéciaux de sûreté*.

L'élaboration et la mise en oeuvre du programme « fiabilité » à Bruce-B ont répondu en grande partie aux exigences de la CCSN. À cette même centrale, les objectifs d'indisponibilité des *systèmes spéciaux de sûreté* ont été atteints. Cependant, pour deux systèmes importants sur le plan de la sûreté (le système d'aération du bâtiment turbine et le système auxiliaire d'extraction du condensat), l'indisponibilité était plus élevée que les objectifs fixés.

1.1.4.4 Qualification de l'équipement

Afin de se conformer à la condition du permis d'exploitation à ce sujet, Bruce Power a continué de réviser son programme de *qualification environnementale* (QE) (voir la section D.6.1). À Bruce-A, on a terminé l'élaboration de ce programme. Le personnel de la CCSN a examiné les documents soumis par Bruce Power et conclu que le programme répondait aux exigences de la CCSN. La mise en oeuvre de ce programme sera évaluée suite à une *inspection de type 1*.

À Bruce-B, la mise en oeuvre du programme QE a été complétée. Le personnel de la CCSN a évalué ce programme et conclu qu'il répondait aux exigences. Bruce Power a donné suite rapidement et adéquatement à l'unique avis d'action (concernant la signalisation des portes coupe vapeur) qu'elle a reçu à ce sujet.

1.1.5 Préparation aux situations d'urgence

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce-A	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A
Bruce-B	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

Le personnel de la CCSN a évalué les exercices d'intervention en cas d'urgence organisés par Bruce Power en 2002 et 2003 et conclu qu'aux deux centrales, le programme de préparation aux situations d'urgence et sa mise en oeuvre étaient supérieurs aux exigences de la CCSN. Il a jugé qu'il n'est pas nécessaire d'évaluer des exercices d'intervention en cas d'urgence plus d'une fois par trois ans aux centrales ayant une cote « A » pour la mise en oeuvre de ce programme.

Par conséquent, il n'a pas évalué l'exercice d'urgence organisé par Bruce Power à Bruce-B en 2004. Il a tout de même examiné le rapport préparé par Bruce Power suite à cet exercice. Les observations relatées dans ce rapport ne donnent aucun signe de dégradation du programme de préparation aux situations d'urgence ou de lacunes dans sa mise en œuvre. Donc, en 2004, le programme conserve la cote « A », tant pour sa conception que sa mise en œuvre.

1.1.6 Protection de l'environnement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce-A	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B
Bruce-B	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

En 2004, les rejets de substances radioactives à Bruce-A et Bruce-B étaient bien inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* et par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Il n'y a pas eu à Bruce-A et Bruce-B de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement. À Bruce-B, il y a eu en 2004 un rejet d'eau traitée chimiquement mais non radioactive et le titulaire de permis s'en est occupé adéquatement (voir la section D.1.10).

La domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Bruce-A et Bruce-B répond aux exigences de la CCSN et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre sont toutes deux « B ».

1.1.7 Radioprotection

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce-A	RADIOPROTECTION	B	B
Bruce-B	RADIOPROTECTION	B	B

En 2004, pour se conformer aux normes pertinentes de la CSA, Bruce Power a révisé son programme de protection des voies respiratoires afin d'y incorporer une protection contre les risques radiologiques, et a documenté les changements effectués. Le personnel de la CCSN examinera les documents révisés en 2005. La mise en œuvre de tous les éléments pertinents du programme « radioprotection » de Bruce Power a de nouveau répondu aux exigences.

1.1.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Bruce-A et Bruce-B est documentée dans un *document aux commissaires* séparé (protégé) (CMD 05- M31.A).

1.1.9 Garanties

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Bruce-A	GARANTIES	B	B
Bruce-B	GARANTIES	B	B

Les programmes en vigueur à Bruce-A et Bruce-B pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondent aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

En 2004, il y eu à Bruce-B un événement devant être rapporté. Le compteur des grappes de combustible usé qu'utilise l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) a arrêté de fonctionner. L'exploitant n'a pas causé l'interruption du fonctionnement de ce système et, en fait, il n'avait aucun moyen de s'apercevoir de la panne avant que l'AIEA ne la découvre. Bien que l'événement devait être rapporté conformément à la norme d'application de la réglementation S-99 (Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires), ceci ne doit pas être interprété comme le reflet d'une faiblesse du titulaire de permis. Pour plus de détails, voir la section D.1.1.

Le personnel de la CCSN a changé en 2004 l'approche qu'il utilise pour déterminer la cote à attribuer pour le domaine de sûreté « *garanties* » et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre à Bruce-A et Bruce-B ont été abaissées de « A », qu'elles étaient l'année dernière, à « B ». Ceci est un changement à des fins d'uniformisation seulement et il ne reflète pas de lacunes de la part du titulaire de permis. Pour plus de détails, voir la section 2.9.

1.2 DARLINGTON

1.2.1 Exploitation

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

Le rendement de Darlington en 2004 a répondu aux exigences de la CCSN pour chacun des trois programmes du domaine de sûreté « exploitation ». Darlington a pris des mesures adéquates pour régler certaines faiblesses observées lors de l'arrêt en 2003 pour effectuer un essai de l'enceinte de confinement, particulièrement celles ayant trait aux pratiques de protection du travail. En 2004, Darlington a fait face à des problèmes avec ses barrières coupe vapeur et a dû mettre à l'arrêt des tranches avant que ces problèmes ne soient résolus. On a entrepris en haute priorité des mesures correctives. À la mi-novembre, les réparations pour éliminer les lacunes importantes avaient toutes été complétées.

1.2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

En 2004, à Darlington, il y a eu un arrêt de la tranche 1 au printemps et un arrêt de la tranche 3 à l'automne. On a observé des améliorations importantes à la protection du travail et à la sécurité des travailleurs comparativement à la situation qui prévalait lors de l'arrêt en 2003 pour effectuer un essai de l'enceinte de confinement.

En novembre 2004, on a mis les tranches 1 et 4 à l'arrêt (en plus de l'arrêt planifié de la tranche 3 déjà en cours) pour compléter des inspections et des réparations aux barrières des salles à l'épreuve de la vapeur. À la mi-novembre, on avait terminé les réparations pour éliminer les lacunes ayant une priorité élevée et toutes les tranches ont été redémarrées. Pour plus de détails, voir la section D.2.3.

Il n'y a pas eu de *défaillances graves de système fonctionnel* à Darlington en 2004.

Il y a eu six transitoires à Darlington au cours de l'année. On a dénombré deux *reculs rapides de puissance*, deux baisses de puissance d'urgence à la demande du Independent Market Operator, deux arrêts manuels et une baisse de puissance manuelle.

En 2004, Darlington s'est bien conformée aux exigences de la norme d'application de la réglementation S-99 sur les rapports à soumettre. Il y a eu 99 événements à Darlington pour

lesquels OPG a dû soumettre des rapports préliminaires et détaillés. Le personnel de la CCSN a jugé que les actions de suivi identifiées par Darlington étaient appropriées dans la majorité des cas.

En 2004, le personnel de la CCSN a ouvert un nouveau *point à régler* et en a fermé 12. Le personnel de la CCSN était satisfait de la manière dont Darlington se conformait aux exigences relatives à la gestion des *points à régler*, aux rapports de faits saillants à soumettre de même qu'à l'analyse et le suivi du rendement des systèmes de la centrale.

Tenant compte des résultats des vérifications effectuées par le personnel de la CCSN en 2004, on a conclu que le programme « gestion de l'organisation et de la centrale » répondait toujours aux exigences de la CCSN.

1.2.1.2 Conduite des opérations

Les problèmes identifiés au cours des *inspections de types II* à Darlington en 2004 ont été réglés promptement par la direction de la centrale.

Le personnel de la CCSN a examiné 37 demandes d'approbation de la part de Darlington en 2004. Dans l'ensemble, les demandes contenaient les renseignements nécessaires pour que le personnel de la CCSN puisse effectuer un examen approprié et accorder son approbation.

Le programme « conduite des opérations » et sa mise en œuvre répondaient toujours aux exigences de la CCSN en 2004.

1.2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Darlington a continué d'apporter des améliorations à la sécurité non radiologique. En 2004, l'IR « taux de gravité des accidents » était nul (voir le tableau 9). Les données de 2004 pour cet IR n'ont révélé aucun problème d'importance.

En mars 2004, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* pour évaluer la mise en œuvre du code de protection du travail à Darlington. Suite à cette évaluation, il a donné trois avis d'action et fait 13 recommandations. Darlington a élaboré un plan d'action pour régler les problèmes et celui-ci a reçu l'approbation du personnel de la CCSN.

Le nombre d'événements devant être rapportés lors de l'arrêt de la tranche 1 était considérablement plus petit que lors de l'arrêt en 2003 pour effectuer un essai de l'enceinte de confinement. En 2004, il y a eu à Darlington sept dérogations dangereuses au code de protection du travail qui ont dû être rapportées. Ceci était inférieur à l'objectif visé de 10, et seulement une d'entre elles était due à la conduite des opérations.

À Darlington, ce programme et sa mise en œuvre répondent toujours aux exigences de la CCSN.

1.2.2 Assurance du rendement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	C
	Facteurs humains	B	B
	Formation, examen et accréditation	B	B

À Darlington, tenant compte de l'information recueillie par la CCSN en 2004, le domaine de sûreté « assurance du rendement » répond dans l'ensemble aux exigences de la CCSN tant pour la conception des programmes que pour leur mise en œuvre. Ceci constitue une amélioration par rapport à 2003 alors qu'on avait attribué la cote « C » pour la mise en œuvre à cause de lacunes à ce chapitre des programmes « gestion de la qualité », « facteurs humains » et « formation, examen et accréditation ». En 2004, la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » constitue la seule lacune d'importance.

1.2.2.1 Gestion de la qualité

En 2004, Darlington a réussi à obtenir une accréditation autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression. Pour plus de détails, voir la section 2.2.1.

Les centrales d'OPG disposent d'un programme d'assurance de la qualité (AQ) adéquatement documenté. Les problèmes de mise en œuvre identifiés dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires (CMD 04-M30) ont été réglés en 2004. Darlington a révisé son programme de contrôle et d'étalonnage de l'équipement de mesure et d'essai. Le personnel de la CCSN a participé à des réunions de suivi avec le personnel d'OPG, examiné les changements apportés aux procédures et conclu que les mesures prises étaient adéquates. Le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires relatait aussi l'annulation de l'*inspection de type I* du processus de contrôle des modifications techniques prévue en novembre 2003. En 2004, Darlington a continué de modifier son processus global de contrôle des modifications techniques. Le personnel de la CCSN a débuté en octobre 2004 une *inspection de type I* de grande ampleur et il est prévu que le rapport sera disponible en mai 2005.

En 2004, à Darlington, les inspections du programme « gestion de la qualité » ont porté sur l'identification et la résolution des problèmes concernant les documents, services et activités qui ne répondent pas aux exigences réglementaires. La CCSN exige que les problèmes soient identifiés promptement et résolus efficacement de sorte que l'exploitation de la centrale demeure fiable et sûre et que le risque pour les travailleurs et le public soit raisonnable. OPG a atteint en grande partie les objectifs des inspections. Cependant, plusieurs faiblesses ont été observées au chapitre de la mise en œuvre, particulièrement pour ce qui est de catégoriser les problèmes et

d'analyser les tendances des facteurs déterminants. Tenant compte de ces observations, la mise en œuvre à Darlington du programme « gestion de la qualité » est à nouveau jugée inférieure aux exigences. Le personnel de la CCSN continue de surveiller la situation de près.

1.2.2.2 Facteurs humains

Tel qu'on l'avait relaté dans le rapport 2003 sur les centrales nucléaires (CMD 04-M30), l'*inspection de type I* du processus de contrôle des modifications techniques à Darlington a été annulée. OPG a effectué une auto-évaluation des facteurs humains de ce processus et préparé un plan d'action pour l'améliorer. Le personnel de la CCSN a examiné et accepté ce plan. Cependant, les améliorations des facteurs humains de ce processus sont reportées à 2005 parce que des modifications ont été apportées au processus global de contrôle des changements techniques.

Darlington a fourni des renseignements au sujet du niveau de conformité aux procédures sur les heures de travail. En 2002 et 2003, le personnel accrédité n'a pas dérogé aux limites annuelles d'heures de travail. Le personnel de la CCSN continue de surveiller les heures travaillées lors de ses activités régulières de conformité.

Le personnel de la CCSN a étudié une demande d'OPG pour diminuer l'effectif minimal de l'équipe d'intervention en cas d'urgence. Il n'a pas consenti à la demande parce que, tenant compte du nombre de personnes qui devaient faire partie de l'équipe, la présentation d'OPG n'a pas démontré que Darlington pouvait faire face de manière sûre et efficace à tout incident pouvant survenir.

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type I* afin d'évaluer le processus de mise à jour du dossier d'état de la centrale Darlington. La CCSN n'a émis aucun avis d'action suite à cette inspection.

Le personnel de la CCSN a accepté le plan d'action de Darlington pour corriger les problèmes de facteurs humains soulevés lors d'*inspections de type II* de la mise en œuvre du code de protection du travail.

À ses sites, incluant celui de Darlington, OPG a aussi élaboré un plan pour améliorer le rendement humain en 2004 et elle fait un suivi du nombre de remises à zéro du nombre de jours sans événement ainsi que d'autres indicateurs pouvant servir à mesurer le succès de ses efforts. Elle a aussi mis en œuvre un nombre d'initiatives dans le domaine du rendement humain en appui à ses plans.

À Darlington, se référant à l'information qui précède, le programme « facteurs humains » et sa mise en œuvre répondent aux exigences.

1.2.2.3 Formation, examen et accréditation

Il n'y a pas eu en 2004 d'évaluations de programmes de formation du personnel, accrédité ou non. Cependant, dans l'ensemble, Darlington a réalisé des progrès appréciables quant au respect de ses engagements ayant rapport aux programmes de formation du personnel accrédité. Darlington a un plan d'action approuvé pour incorporer une nouvelle version du modèle « objectifs des plans de leçon » à son programme de formation initiale des OSC. Cette initiative demande beaucoup de ressources mais elle se déroule présentement selon le calendrier établi afin de respecter l'échéance en 2006.

En 2004 à Darlington, on a jugé satisfaisante la formation de requalification comportant des examens sur simulateur de la capacité à poser des diagnostics.

En dépit de certaines lacunes, la documentation et les processus de formation et d'examen à Darlington répondent aux exigences de la CCSN et à ses attentes en matière de rendement. Globalement, les améliorations au programme « formation, examen et accréditation » observées en 2003 se sont poursuivies en 2004. Le taux de réussite aux examens d'accréditation a aussi été satisfaisant.

1.2.3 Conception et analyse

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN du domaine de sûreté « conception et analyse » ont révélé que le titulaire de permis a continué d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et d'analyse de manière satisfaisante.

1.2.3.1 Analyse de la sûreté

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que les analyses de sûreté effectuées par Darlington étaient satisfaisantes. Tel que requis, OPG a soumis des mises à jour appropriées du rapport de sûreté. De plus, OPG a soumis le rapport de COG couvrant les activités de recherche et de développement du secteur nucléaire en matière de sûreté et a participé avec le personnel de la CCSN à une réunion d'information organisée par COG. Darlington a également soumis des renseignements sur les projets ou sujets suivants en matière d'analyse de la sûreté :

- la méthode AMEI (en collaboration avec Bruce Power);
- la défaillance d'un détecteur de surpuissance neutronique.

Le personnel de la CCSN a aussi examiné la « méthode acheteur intelligent » utilisée par OPG pour obtenir des services d'analyse de la sûreté afin de confirmer que celle-ci répond aux attentes de la CCSN en cette matière.

1.2.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire quant à la résolution des DG. Darlington a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé est satisfaisant. Pour plus de détails sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui couvre le progrès réalisé en 2004 quant à chacun des DG.

1.2.3.3 Conception

OPG a continué d'apporter des améliorations à la protection contre l'incendie entreprises initialement dans le cadre de divers programmes hérités. Des analyses additionnelles de même que des améliorations aux systèmes de suppression et de détection des incendies et aux barrières de protection contre l'incendie sont passablement avancées. On prévoit que les projets majeurs encore à compléter le seront d'ici la fin de 2005. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont révélé que l'aptitude fonctionnelle des systèmes de protection contre l'incendie est satisfaisante.

1.2.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	C

En 2004, le personnel de la CCSN n'a pas effectué à Darlington d'*inspections de type I* pour évaluer les programmes « entretien » et « fiabilité ». Les programmes « intégrité structurale » et « qualification de l'équipement » répondaient en 2004 aux attentes de la CCSN quant aux questions de programmes.

La mise en oeuvre du programme « qualification de l'équipement » était très inférieure aux attentes de la CCSN et est devenue une préoccupation importante du personnel de la CCSN. Même si sa cote demeure « B », la mise en oeuvre du programme « entretien » a soulevé certaines inquiétudes en 2004.

Dans l'ensemble, le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » répondait aux attentes du personnel de la CCSN tant pour la conception des programmes que leur mise en œuvre.

1.2.4.1 Entretien

En 2004, OPG a pris des mesures appropriées à Darlington pour éliminer les lacunes du programme d'étalonnage des instruments identifiées initialement en 2003.

Cependant, le personnel de la CCSN est inquiet du retard accumulé au chapitre de l'entretien à Darlington en 2004. OPG doit concentrer ses efforts sur le maintien et l'amélioration de ses pratiques d'entretien afin de s'assurer que la mise en œuvre du programme ne se détériore pas mais, au contraire, s'améliore de sorte à égaler les meilleures pratiques de l'industrie. Le personnel de la CCSN continuera en 2005 de surveiller étroitement les pratiques d'entretien à Darlington, incluant la gestion des retards accumulés.

1.2.4.2 Intégrité structurale

En 2004, Darlington a réussi un test de pressurisation du bâtiment à vide. On a jugé que les programmes d'inspections périodiques des enveloppes sous pression du CCP et des systèmes de sûreté et de l'appareillage de l'enceinte de confinement étaient conformes aux normes pertinentes.

OPG a continué de s'assurer de l'intégrité des canaux de combustible par l'entremise d'un programme détaillé d'inspections et d'entretien. La portée et le calendrier des inspections reposent sur des réévaluations régulières des données recueillies lors d'inspections de canaux et des renseignements découlant des activités de recherche et de développement. OPG a mis à jour sa stratégie et ses plans de gestion du vieillissement des canaux de combustible et de leur cycle de vie. Afin d'améliorer l'efficacité des inspections et des mesures tout en réduisant les expositions au rayonnement, OPG a adopté de nouveaux outils pour effectuer les inspections des canaux de combustible et les mesures de la concentration d'hydrogène. Certaines améliorations et certaines lacunes ont été observées et des groupes de travail composés de représentants du titulaire de permis, du concepteur des outils et de la CCSN s'attaqueront à ces lacunes.

OPG a poursuivi ses inspections des *tuyaux d'alimentation* pour vérifier l'usure et les fissures causées par la corrosion accélérée par l'écoulement (CAE). Pour plus de détails au sujet des inspections des *tuyaux d'alimentation*, voir la section D.2.2. En 2005, Darlington commencera un programme d'injection de titane afin de déterminer si cette méthode pourra arrêter la CAE, ou tout au moins en réduire le taux. (Des renseignements additionnels sur la CAE à Point Lepreau sont disponibles à la section D.5.5).

Le personnel de la CCSN a effectué à Darlington une *inspection de type I* du programme de surveillance de l'état des *générateurs de vapeur*. L'inspection a permis de déterminer que ce programme est conforme aux exigences de la CCSN et qu'il est supérieur aux exigences de la CSA concernant les inspections de tubes des *générateurs de vapeur*. Cependant, les inspecteurs ont découvert deux problèmes. L'un d'eux concernait l'usage de documents non contrôlés, bien que ce problème avait déjà été soulevé et qu'aucun des documents non contrôlés n'était susceptible de nuire à la sûreté. L'autre problème portait sur les examens effectués par le personnel de Darlington du programme « *générateur de vapeur* ». OPG a par la suite répondu à l'avis d'action émis par le personnel de la CCSN et s'est attaquée au problème.

Le personnel de la CCSN continuera sa surveillance du programme « intégrité structurale » à Darlington afin de s'assurer que des marges de sûreté adéquates sont maintenues pour les composants sous pression importants (particulièrement les *tuyaux d'alimentation*).

1.2.4.3 Fiabilité

OPG élabore actuellement le programme « fiabilité » de Darlington afin de se conformer aux exigences de la norme d'application de la réglementation S-98. Le personnel de la CCSN est satisfait du progrès réalisé par OPG.

1.2.4.4 Qualification de l'équipement

Afin de se conformer à l'article 7.1 du permis d'exploitation à ce sujet, OPG a terminé l'élaboration du programme de QE de Darlington (voir la section D.6.1) Le personnel de la CCSN a examiné ce programme et trouvé qu'il répond en principe aux exigences de la CCSN. On évaluera la mise en œuvre de ce programme suite à une *inspection de type I*.

Au début de 2004, le personnel de la CCSN a trouvé que certains équipements importants pour la sûreté ne répondaient pas aux normes de QE. Cette observation a été faite après qu'OPG eut donné l'assurance que le travail à accomplir, après l'échéance du 30 juin 2004, consistait seulement à résoudre des questions soulevées par des « analyses des écarts » se rapportant à des composants qui sont sujets à se détériorer avec le temps. Le personnel de la CCSN a mis en doute la capacité d'OPG à remplir son engagement d'établir un programme viable de QE à Darlington.

En 2004, le personnel de Darlington a découvert des brèches dans les murs des salles à l'épreuve de la vapeur. OPG a déterminé que ces brèches avaient une surface totale d'approximativement un mètre carré (c'est-à-dire considérablement plus que la limite de 75 centimètres carrés prescrite dans les procédures de la centrale et établie par des analyses pertinentes). Les brèches sont apparues parce que des travaux n'ont pas été achevés adéquatement lors de la construction initiale. Ces brèches auraient pu diminuer le rendement de systèmes de sûreté auxiliaires et de

systèmes servant à atténuer les conséquences lors d'accidents hypothétiques. OPG s'est attaquée à ce problème en mettant en oeuvre un programme rigoureux d'inspections et de réparations et en prenant des mesures correctives pour diminuer la probabilité et la gravité d'un événement potentiel. Certains travaux n'ont pu être complétés avant les échéances fixées. OPG a mis à l'arrêt les tranches touchées jusqu'à ce que tous les travaux et les essais subséquents puissent être effectués. Le personnel de la CCSN continue de surveiller la situation. Pour plus de détails, voir la section D.2.3.

Tenant compte de ces problèmes au chapitre de la qualification de l'équipement, la cote mise en oeuvre a été abaissée à « C » en 2004.

1.2.5 Préparation aux situations d'urgence

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

OPG a réagi rapidement aux changements effectués au processus d'alerte en Ontario en cas de rejets liquides, en révisant en conséquence son plan des mesures d'urgence global. OPG a aussi fait d'autres modifications jugées nécessaires afin de rendre le plan plus facilement compréhensible. Le personnel de la CCSN a examiné et approuvé ce plan. On a jugé que le programme de préparation aux situations d'urgence est supérieur aux exigences de la CCSN.

En 2004, il n'y a pas eu à Darlington d'*inspections de type I* pour évaluer le rendement lors des exercices d'intervention en cas d'urgence. Cependant, on n'a observé aucun signe laissant supposer que la capacité de Darlington de mettre en oeuvre les programmes de préparation et d'intervention en cas d'urgence était réduite. Donc, la cote mise en oeuvre du programme demeure à « A » en 2004. Une évaluation détaillée d'un exercice d'intervention en cas d'urgence est prévue à Darlington en 2005.

1.2.6 Protection de l'environnement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

En 2004, les données sur les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Darlington montraient que les rejets dans l'environnement étaient bien inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées*. Par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Il n'y a pas eu de rejets imprévus de

substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement.

En 2004, à Darlington, le domaine de sûreté « protection de l'environnement » répondait aux exigences de la CCSN et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre sont toutes deux « B ».

1.2.7 Radioprotection

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	RADIOPROTECTION	B	B

En 2004, le personnel de la CCSN a introduit à Darlington une nouvelle exigence concernant le programme de protection des voies respiratoires afin d'y incorporer une protection contre les risques radiologiques et ainsi se conformer aux normes pertinentes de la CSA. Cette nouvelle exigence avait déjà été introduite en 2003 à tous les sites, sauf Darlington et Gentilly-2. En réponse à cette nouvelle exigence, Darlington a modifié son programme de protection des voies respiratoires pour y incorporer une protection contre les risques radiologiques et elle a documenté ces changements.

Les documents révisés seront examinés par le personnel de la CCSN en 2005. Bien qu'on ne considère plus que ce programme soit supérieur aux exigences de la CCSN, dans l'ensemble, il y répond encore parce que la nouvelle exigence relative à la protection des voies respiratoires en est une parmi un grand nombre en matière de radioprotection. Donc, la cote du programme a été abaissée de « A » à « B ».

La mise en œuvre de tous les éléments pertinents du programme « radioprotection » à Darlington a de nouveau répondu aux exigences.

1.2.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Darlington est documentée dans un rapport séparé (protégé) (CMD 05- M31.A).

1.2.9 Garanties

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Darlington	GARANTIES	B	B

Les programmes en vigueur à Darlington pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondent aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

Le personnel de la CCSN a changé en 2004 l'approche qu'il utilise pour déterminer la cote à attribuer pour le domaine de sûreté « *garanties* » et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre à Darlington ont été abaissées de « A », qu'elles étaient l'année dernière, à « B ». Ceci est un changement à des fins d'uniformisation seulement et il ne reflète pas de lacunes de la part du titulaire de permis. Pour plus de détails, voir la section 2.9.

1.2.10 Garanties financières pour le déclassement

Conformément à l'article 11.2 du permis, OPG a répondu à l'exigence d'avoir en place une garantie financière pour le déclassement de Darlington avant juillet 2003. En 2005, conformément à l'article 11.3 du permis, OPG a également répondu à l'exigence de confirmer à la CCSN que les garanties financières sont toujours valides et pertinentes pour le déclassement (référence CMD 05-M20).

1.2.11 Conclusion

On a continué d'exploiter Darlington de manière sûre en 2004. Pour les neuf domaines de sûreté, les programmes et leur mise en œuvre ont été généralement acceptables bien que certains programmes requièrent des améliorations afin de pouvoir répondre aux exigences et attentes de la CCSN. Des améliorations dignes de mention ont été apportées au domaine de sûreté « assurance du rendement », particulièrement celles ayant trait à la mise en œuvre des programmes « facteurs humains » et « formation, examen et accréditation ». Cependant, en 2004, la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » demeurait inférieure aux exigences. On a aussi observé des difficultés en ce qui concerne la mise en œuvre du programme « qualification de l'équipement » du domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement ».

En 2004, en réponse à une nouvelle exigence de la CCSN, Darlington a révisé son programme de radioprotection. En attendant que le personnel de la CCSN finisse d'examiner le programme révisé, l'évaluation du programme a été changée de « supérieur aux exigences » à « répond aux exigences ».

1.3 PICKERING-A ET PICKERING-B

1.3.1 Exploitation

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering-A	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B
Pickering-B	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	C
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

En 2004, le rendement à Pickering-A répondait aux exigences de la CCSN pour chacun des trois programmes du domaine de sûreté « exploitation ». Cependant, à Pickering-B, certaines des difficultés observées en 2003 (voir le CMD 04-M30) dans le cadre de la mise en œuvre du programme « gestion de l'organisation et de la centrale » persistaient toujours en 2004. Il y a eu néanmoins au cours de 2004 des améliorations dans la mise en œuvre de ce programme. Tenant compte de ces améliorations, la cote globale mise en œuvre pour le domaine de sûreté « exploitation » a été haussée à « B ».

1.3.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Le personnel de la CCSN a examiné la demande d'OPG portant sur des modifications aux documents décrivant le rôle du premier vice-président/vice-président du site. Puisque ces documents décrivaient de façon claire et exhaustive les responsabilités et les charges du poste, le personnel de la CCSN a approuvé ces modifications. OPG a aussi demandé une modification du permis d'exploitation qui comporte des changements importants aux approbations requises pour certains documents décrivant les rôles. Le personnel de la CCSN examine actuellement cette demande.

Suite à des discussions exhaustives entre le personnel d'OPG et celui de la CCSN, OPG a révisé le document décrivant le rôle du chef de quart mentionné dans les permis d'exploitation de Pickering. Le personnel de la CCSN juge que la révision a amélioré de façon importante la description des responsabilités de ce poste et des exigences de qualification pour l'occuper.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'en 2004, OPG a géré de façon satisfaisante les *points à régler* à Pickering-A et Pickering-B. Il considère aussi qu'à ces centrales, OPG a répondu aux exigences de la norme d'application de la réglementation S-99 relative aux rapports de faits saillants à soumettre.

À la fin de 2004, une défaillance d'équipement dans la cour de sectionnement a occasionné une *défaillance grave de système fonctionnel* sous la forme d'une perte d'alimentation électrique de catégorie IV à la tranche 4 (voir la section D.3.4). La réaction des systèmes électriques suite à cette perte d'alimentation fait toujours l'objet d'études de la part d'OPG et du personnel de la CCSN afin d'identifier les causes des défaillances d'équipement qui ont compliqué l'événement. Le personnel de la CCSN étudie actuellement un déclenchement d'un réacteur survenu à la fin de 2004 et qui a été occasionné par la défaillance d'un fusible (voir la section D.3.5). Dans les deux cas, il juge que le personnel du titulaire de permis a agi correctement en mettant la tranche à l'arrêt.

En dépit d'améliorations à la mise en oeuvre du programme « gestion de l'organisation et de la centrale » à Pickering-B, la cote de rendement demeure « C ». Le nombre d'arrêts forcés en 2004 (quelques-uns sont décrits à la section D.3) a diminué par rapport au nombre excessif en 2003, mais la diminution n'était pas assez importante pour justifier un changement de la cote. De plus, la gestion du travail était toujours difficile à Pickering-B tel qu'en témoignent les problèmes de mise en oeuvre du programme « entretien » (voir la section 1.3.4.1).

1.3.1.2 Conduite des opérations

Dans la plupart des cas, les inspections de conformité à Pickering-A et Pickering-B en 2004 n'ont pas révélé de lacunes qui nécessitaient des actions correctives de la part d'OPG. Au cours des inspections, le personnel de la CCSN a trouvé que la conduite des opérations était satisfaisante.

En 2004, le personnel de la CCSN a inspecté à Pickering-A et Pickering-B le niveau de conformité aux procédures d'exploitation (ainsi que d'entretien). L'information recueillie laissait supposer un engagement de la part de la direction et des travailleurs à se conformer aux procédures techniques.

En 2004, le personnel de la CCSN a évalué l'arrêt planifié de la tranche 4. La planification et l'exécution de l'arrêt ont répondu aux exigences de la CCSN.

1.3.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Le personnel de la CCSN juge que la fréquence et le taux de gravité des accidents rapportés en 2004 ont démontré un bon rendement en matière de santé et sécurité au travail. L'IR « taux de gravité des accidents » était nul à Pickering-B en 2004. La même année, à Pickering-A, un accident a entraîné un total de 63 jours perdus (voir le tableau 9).

1.3.2 Assurance du rendement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering- A	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	C
	Facteurs humains	B	B
	Formation, examen et accréditation	B	B
Pickering- B	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	C
	Facteurs humains	B	B
	Formation, examen et accréditation	B	B

Globalement, tenant compte de l'information recueillie par la CCSN en 2004, le domaine de sûreté « assurance du rendement » répond aux exigences de la CCSN à Pickering-A et Pickering-B. Cependant, certaines faiblesses persistent relativement à la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité ».

1.3.2.1 Gestion de la qualité

En 2004, Pickering a réussi à obtenir une accréditation autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression. Pour plus de détails, voir la section 2.2.1.

Les centrales d'OPG ont des programmes d'AQ adéquatement documentés. En 2004, à Pickering-A et Pickering-B, les inspections du programme « gestion de la qualité » ont porté sur l'identification et la résolution des problèmes concernant les documents, services et activités qui ne répondent pas aux exigences réglementaires. La CCSN exige que les problèmes soient identifiés promptement et résolus efficacement afin que l'exploitation de la centrale demeure fiable et sûre et que le risque pour les travailleurs et le public soit raisonnable. OPG a atteint en grande partie les objectifs des inspections. Cependant, les nombreuses faiblesses observées au chapitre de la mise en œuvre (la catégorisation des problèmes et l'analyse des tendances des facteurs déterminants) justifient le maintien de la cote « C ».

1.3.2.2 Facteurs humains

L'intégration des facteurs humains aux activités de conception (faisant partie du processus de contrôle des modifications techniques) a été évaluée à Pickering-A dans le cadre des activités de redémarrage de la tranche 1. Le personnel de la CCSN a exigé qu'OPG prenne des mesures préventives et correctives après que celle-ci eut négligé d'effectuer une évaluation des facteurs humains relativement à une modification d'équipement d'aération ayant un impact sur l'habitabilité de la salle de commande. OPG s'est aperçue que ces questions s'appliquaient

au processus de contrôle des modifications techniques au complet (pas seulement au projet de redémarrage). Elle a élaboré un plan de mesures correctives pour résoudre tous ces problèmes, à toutes ses centrales. Le personnel de la CCSN a jugé que, globalement, ce plan était satisfaisant pour résoudre les problèmes relatifs aux facteurs humains. Cependant, les améliorations au processus des facteurs humains lors de redémarrages seront retardées à cause du calendrier établi pour effectuer les changements au processus de contrôle des modifications techniques d'OPG.

Pickering a fourni des renseignements au sujet du niveau de conformité aux procédures sur les heures de travail. En 2002 et 2003, on n'a observé aucune dérogation aux limites annuelles d'heures de travail par le personnel accrédité. Le personnel de la CCSN continue de surveiller les heures travaillées lors de ses activités régulières de conformité.

En réponse à une demande du personnel de la CCSN, OPG s'est engagée à valider l'effectif minimal par quart requis à Pickering-A et Pickering-B dans les cas d'accidents dus à des causes communes.

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type I* afin d'évaluer la pertinence du processus de maintien des dossiers d'état de la centrale à Pickering-A et Pickering-B. Le but de l'évaluation, d'une perspective facteurs humains, était de déterminer jusqu'à quel point le processus d'OPG peut adéquatement identifier, enquêter, corriger et faire un suivi des questions de rendement humain. L'inspection a permis d'identifier des problèmes relatifs à la qualité des rapports trimestriels sur les tendances et à l'usage qu'on en fait. Il n'existe pas de lien entre l'information que procurent les tendances et les plans d'action qui en découlent. Les causes des problèmes ne sont pas suffisamment détaillées entraînant une inhabileté à analyser efficacement les données. Le personnel de la CCSN étudie actuellement le plan de mesures correctives d'OPG.

Le personnel de la CCSN a étudié un événement rapportable concernant l'évacuation inappropriée de déchets liquides actifs. Il était satisfait de l'enquête menée et des mesures prises par OPG pour résoudre ce problème. Il a aussi examiné les résultats d'une enquête menée par OPG (incluant l'*analyse des causes fondamentales* et les mesures correctives) pour déterminer la pertinence des mesures prises par le personnel chargé de la conduite des opérations durant une *baisse contrôlée de puissance*.

En 2004, le personnel de la CCSN a effectué une inspection de la conformité aux procédures d'exploitation et d'entretien à Pickering-A et Pickering-B et a constaté un engagement de la part de la direction et des travailleurs à se conformer aux procédures techniques.

À ses sites, incluant celui de Pickering, OPG a élaboré un plan pour améliorer le rendement humain en 2004 et elle fait un suivi du nombre de fois qu'on doit remettre à zéro le nombre de jours sans événements et d'autres indicateurs pouvant servir à mesurer le succès de ses efforts.

Elle a aussi mis en œuvre un nombre d'initiatives dans le domaine du rendement humain en appui de ses plans.

1.3.2.3 Formation, examen et accréditation

Deux programmes de formation du personnel accrédité ont été évalués à Pickering-A en 2004 : la formation initiale sur simulateur des OSC et la mise en œuvre de la formation complémentaire du programme de formation initiale des superviseurs/chefs de quart.

À Pickering-B, deux programmes de formation du personnel accrédité ont été évalués : la formation initiale sur simulateur des superviseurs/chefs de quart et la formation initiale sur simulateur des OSC. Dans le premier cas, on a constaté des lacunes quant aux aspects suivants : le matériel de formation, la conformité aux pré-requis et l'aide apportée par les personnes qui parrainent les candidats. Dans le second cas, on n'a trouvé qu'une lacune mineure.

Le programme d'examens écrits servant à la requalification a été évalué et jugé acceptable.

Globalement, des progrès appréciables ont été réalisés à Pickering-A et Pickering-B quant au respect des engagements ayant rapport aux programmes de formation du personnel accrédité. Une révision du programme de formation des OSC est présentement en cours pour y incorporer une nouvelle version du modèle « objectifs des plans de leçon ». Cette initiative demande beaucoup de ressources mais elle se déroule présentement selon le calendrier établi afin de respecter l'échéance en 2006.

Bien que les évaluations aient révélé certaines lacunes, les processus de formation et d'examen à Pickering-A et Pickering-B répondent aux exigences et attentes de la CCSN. Le taux de réussite aux examens d'accréditation a aussi été adéquat.

1.3.3 Conception et analyse

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering-A	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B
Pickering-B	CONCEPTION ET ANALYSE	B	C
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	C

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN du domaine de sûreté « conception et analyse » ont démontré qu'à Pickering, OPG a continué d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et d'analyse de manière satisfaisante. Les mesures qu'elle a prises pour résoudre les problèmes de conception et d'équipement issus de la panne majeure d'électricité en août 2003 étaient généralement satisfaisantes mais, à Pickering-B, plusieurs problèmes n'ont pas encore été résolus. Un plan est cependant en place pour régler ces problèmes. Les problèmes relatifs au programme de protection contre l'incendie et sa mise en œuvre demeurent une préoccupation. Lorsqu'on considère le domaine de sûreté « conception et analyse » au complet, les lacunes de conception sont toujours assez importantes pour conclure que la mise en œuvre est inférieure aux exigences à Pickering-B.

1.3.3.1 Analyse de la sûreté

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé qu'OPG a effectué des analyses de sûreté satisfaisantes à Pickering-A et Pickering-B. Tel que requis, OPG a soumis des mises à jour appropriées du rapport de sûreté. De plus, OPG a soumis le rapport de COG couvrant les activités de recherche et de développement du secteur nucléaire en matière de sûreté et a participé avec le personnel de la CCSN à une réunion d'information organisée par COG. Le personnel de la CCSN a effectué les autres évaluations suivantes :

- un examen de l'analyse du projet AMEI effectuée par OPG en collaboration avec Bruce Power;
- une inspection de la « méthode acheteur intelligent » utilisée par OPG pour obtenir des services d'analyse de la sûreté afin de confirmer que ces services répondent aux attentes de la CCSN en matière d'analyse de la sûreté.

1.3.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire quant à la résolution des DG. Pickering a continué de faire partie de ces équipes et le progrès global réalisé est satisfaisant. Pour plus de détails sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui couvre le progrès réalisé en 2004 quant à chacun des DG.

1.3.3.3 Conception

Dans le cadre du projet de redémarrage de Pickering-A, OPG a apporté des améliorations à certains systèmes de protection contre l'incendie et a réalisé des progrès quant à l'élimination de problèmes dont elle a hérité concernant cette protection.

Tel qu'on l'avait rapporté en 2003, le personnel de la CCSN a soulevé des questions concernant la conception et l'équipement suite à des enquêtes du rendement des systèmes et de l'équipement

à Pickering-B lors de la panne majeure d'électricité en août 2003. À ce moment là, la nature des problèmes n'avait pas été complètement cernée et le rapport de l'inspection en profondeur n'avait pas été distribué. En 2003, à Pickering-B, on avait donc attribué la cote « C » au programme « conception ». Cependant, la majorité des problèmes a depuis été attribuée à un mauvais entretien, à la nature aléatoire des pertes du réseau électrique, à des exigences insuffisantes en matière de la sûreté de l'exploitation du système d'eau de service, et au fait que la conception de Pickering remonte à plusieurs années et comporte certains problèmes hérités. En général, ces problèmes ne peuvent être attribués à une faiblesse du programme « conception ». Par conséquent, on juge maintenant que le programme répond aux exigences.

Plusieurs problèmes de conception issus de la panne majeure d'électricité d'août 2003 n'avaient pas encore été réglés en 2004 et ils font actuellement l'objet d'un suivi de la part du personnel de la CCSN (pour plus de détails, voir la section D.3.10). Sauf pour le cas de la protection contre l'incendie, le personnel de la CCSN est satisfait des mesures qu'OPG prend pour résoudre ces problèmes.

À Pickering-B, OPG a continué la mise en oeuvre d'améliorations à la protection contre l'incendie entreprises initialement dans le cadre de divers programmes hérités. Elle a apporté une amélioration importante au système des gicleurs du turbo-alternateur. Les problèmes de conception de l'eau de service (source de l'eau d'incendie) issus de la panne majeure d'électricité d'août 2003 ne sont pas complètement réglés et le personnel de la CCSN attend que le titulaire de permis lui présente des analyses additionnelles ainsi qu'une démarche qu'il s'engage à suivre.

À Pickering-B, se référant à l'information qui précède, la cote mise en oeuvre du programme « conception » demeure « C ».

1.3.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering- A	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

Pickering- B	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	C
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

En 2004, le personnel de la CCSN n'a pas effectué d'*inspections de type I* des programmes « entretien » à Pickering-A et Pickering-B. À Pickering-B, la mise en œuvre du programme « entretien » est jugée inférieure aux exigences. Cependant, en 2004, les autres programmes de ce domaine de sûreté répondaient aux exigences de la CCSN. Par conséquent, à ces deux centrales, les cotes programme et mise en œuvre pour le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » sont toutes deux « B ».

1.3.4.1 Entretien

En 2004, le personnel de la CCSN n'a pas effectué d'*inspections de type I* des programmes « entretien » à Pickering-A et Pickering-B. Cependant, dans le cadre de son projet de redémarrage, Pickering-A s'est attaquée à divers problèmes de ce programme. Le personnel de la CCSN examine actuellement ce travail.

En 2003, à Pickering-B, la cote « C » a été attribuée au programme « entretien » et à sa mise en œuvre, principalement parce que des problèmes survenus lors de la panne majeure d'électricité d'août 2003 découlaient d'un mauvais entretien. L'examen de l'événement a révélé que ces problèmes étaient dus à une mise en œuvre inadéquate de ce programme plutôt qu'au programme lui-même qui est commun à toutes les centrales d'OPG. Ainsi, on juge maintenant qu'à Pickering-B, le programme « entretien » répond aux exigences.

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* du système d'eau de service à Pickering-B. L'inspection a soulevé des inquiétudes quant à l'entretien préventif et correctif, particulièrement à cause des grands retards accumulés à compléter les ordres de travail. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG de présenter en 2005 un plan d'action pour répondre à ces inquiétudes.

En 2004, le personnel de la CCSN a examiné le niveau de conformité aux procédures d'entretien (ainsi que d'exploitation) à Pickering-A et Pickering-B. L'information recueillie laissait supposer un engagement de la part de la direction et des travailleurs à se conformer aux procédures techniques.

Cependant, le personnel de la CCSN juge que les difficultés auxquelles Pickering fait face quant à la gestion du travail contribuent à la faiblesse continue de la mise en œuvre du programme

« entretien » (p. ex., retards accumulés importants au chapitre de l'entretien). Par conséquent, à Pickering-B, la cote mise en œuvre du programme « entretien » est toujours « C ».

1.3.4.2 Intégrité structurale

OPG a continué de s'assurer de l'intégrité des canaux de combustible à Pickering par l'entremise d'un programme détaillé d'inspections et d'entretien. La portée et le calendrier des inspections reposent sur des réévaluations régulières des données recueillies lors d'inspections de canaux et des renseignements découlant des activités de recherche et de développement. OPG a mis à jour sa stratégie et ses plans de gestion du vieillissement des canaux de combustible et de leur cycle de vie. Afin d'améliorer leur efficacité, tout en réduisant les expositions au rayonnement, OPG a adopté de nouveaux outils pour les inspections des canaux de combustible et les mesures de la concentration d'hydrogène. Certaines améliorations et certaines lacunes ont été observées à ce chapitre et des groupes de travail composés de représentants du titulaire de permis, du concepteur des outils et de la CCSN s'attaqueront à ces lacunes.

OPG a continué ses inspections des *tuyaux d'alimentation* pour surveiller l'usure et les fissures dues à la CAE. Aucune fissure de *tuyaux d'alimentation* n'a été découverte en 2004. À Pickering-B, on a observé que la paroi d'un *tuyau d'alimentation* sur la tranche 7 et d'une autre sur la tranche 8 étaient usées. On s'est débarrassé de ces tuyaux conformément aux normes de la CSA. Pour plus de détails au sujet des inspections des *tuyaux d'alimentation*, voir la section D.2.2.

1.3.4.3 Fiabilité

En 2004 à Pickering-A, les objectifs de disponibilité des *systèmes spéciaux de sûreté* ont été atteints. La défaillance d'un disjoncteur parasismique a rendu le système de refroidissement d'urgence du cœur (RUC) indisponible pendant 2 heures et 10 minutes (voir la section D.3.2). OPG élabore actuellement le programme « fiabilité » de Pickering-A afin de se conformer à la norme d'application de la réglementation S-98. Le personnel de la CCSN est satisfait du progrès réalisé par OPG à ce chapitre.

En 2004, à Pickering-B, les objectifs de disponibilité des *systèmes spéciaux de sûreté* ont été atteints. Le rendement des *systèmes spéciaux de sûreté* et d'autres systèmes importants pour la sûreté à cette centrale a été comparable à celui des années précédentes, bien que le nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté était considérablement plus grand (voir le tableau 15). Les cas d'essai omis ou d'indisponibilité de système sont soit résolus ou font actuellement l'objet d'enquêtes.

Plusieurs problèmes de fiabilité ont été identifiés à Pickering-B suite à la panne majeure d'électricité en août 2003. Tel que relaté à la section D.3.10, OPG a pris en 2004 des mesures raisonnables pour améliorer la situation.

En 2004, à Pickering-A et Pickering-B, le programme « fiabilité » a de nouveau répondu aux exigences de la CCSN.

1.3.4.4 Qualification de l'équipement

Afin de se conformer à la condition du permis d'exploitation à ce sujet, OPG a terminé l'élaboration du programme global de QE à Pickering (voir la section D.6.1). La mise en œuvre du programme de QE spécifique à Pickering-A a été complétée. Le personnel de la CCSN a effectué en 2004 une *inspection de type 1* de ce programme et déterminé qu'il répond aux exigences de la CCSN. Il a cependant donné quatre avis d'action et OPG s'affaire actuellement à y répondre. On a terminé l'élaboration du programme de QE spécifique à Pickering-B. Le personnel de la CCSN a examiné ce programme et trouvé qu'il répond en principe aux exigences.

OPG a éliminé certaines indisponibilités des barrières coupe vapeur à Pickering après que des brèches dans les salles à l'épreuve de la vapeur furent découvertes à Darlington. Pour plus de détails, voir la section D.3.3.

1.3.5 Préparation aux situations d'urgence

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering-A	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A
Pickering-B	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	A

OPG a réagi rapidement aux changements effectués au processus d'alerte en Ontario en cas de rejets liquides, en révisant en conséquence son plan des mesures d'urgence global. OPG a aussi fait d'autres modifications jugées nécessaires afin de rendre le plan plus facilement compréhensible. Le personnel de la CCSN a examiné et approuvé ce plan. On a jugé que le programme de préparation aux situations d'urgence était supérieur aux exigences de la CCSN.

Le personnel de la CCSN était satisfait de la réaction d'OPG suite à la perte d'alimentation électrique de catégorie IV de la tranche 4 à Pickering-A (voir la section D.3.4) et à l'alerte en centrale à Pickering-B (voir la section D.3.8). Une évaluation détaillée d'un exercice d'intervention en cas d'urgence est prévue à Pickering en 2005.

1.3.6 Protection de l'environnement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering-A	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B
Pickering-B	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

Les données de 2004 sur les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Pickering montraient que les rejets dans l'environnement étaient demeurés constamment inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées*. Par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Il n'y a pas eu à Pickering de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement.

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement », à Pickering-A et Pickering-B, répond aux exigences de la CCSN et ainsi, les cotes programme et sa mise en œuvre sont toutes deux « B ».

1.3.7 Radioprotection

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering-A	RADIOPROTECTION	B	B
Pickering-B	RADIOPROTECTION	B	B

En 2004, pour se conformer aux normes pertinentes de la CSA, Pickering a révisé son programme de protection des voies respiratoires afin d'y incorporer une protection contre les risques radiologiques, et elle a documenté les changements effectués. Le personnel de la CCSN examinera les documents révisés en 2005.

En 2004, la mise en œuvre de tous les éléments pertinents du programme de radioprotection à Pickering a de nouveau répondu aux exigences.

1.3.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Pickering-A et Pickering-B est documentée dans un rapport séparé (protégé) (CMD 05- M31.A).

1.3.9 Garanties

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Pickering-A	GARANTIES	B	B
Pickering-B	GARANTIES	B	B

Les programmes en vigueur à Pickering pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondent aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

Le personnel de la CCSN a changé en 2004 l'approche qu'il utilise pour déterminer la cote à attribuer pour le domaine de sûreté « *garanties* » et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre à Pickering-A et Pickering-B ont été abaissées de « A », qu'elles étaient l'année dernière, à « B ». Ceci est un changement à des fins d'uniformisation seulement et il ne reflète pas de lacunes de la part du titulaire de permis. Pour plus de détails, voir la section 2.9.

1.4 GENTILLY-2

1.4.1 Exploitation

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

Le rendement d'Hydro-Québec en 2004 a répondu aux exigences de la CCSN pour chacun des trois programmes du domaine de sûreté « exploitation ». Par conséquent, les cotes globales programme et mise en œuvre pour le domaine de sûreté « exploitation » sont toujours « B ». Hydro-Québec a pris des mesures adéquates pour régler certaines faiblesses observées en 2003, particulièrement celles ayant trait aux processus de gestion et au port des équipements de protection contre les risques non radiologiques. Cependant, le non-respect des procédures de radioprotection a continué d'être un problème. Cette faiblesse, de même que des pratiques inadéquates de protection du travail lors du dernier arrêt planifié en 2003, demeure un sujet qui retient l'attention du personnel de la CCSN. D'autres sujets faisant l'objet d'une surveillance particulière comprennent : 1) l'efficacité des actions prises pour régler l'attitude non prudente en matière de sécurité non radiologique observée l'année dernière lors d'au moins un événement (le personnel de la CCSN étudie présentement un deuxième événement) et 2) des faiblesses au chapitre de la gestion de la configuration identifiées lors d'inspections effectuées par le personnel de la CCSN.

1.4.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Les efforts d'Hydro-Québec au cours des dernières années ont rendu leurs processus de gestion conformes aux normes pertinentes. Le personnel de la CCSN a effectué deux inspections de deux sujets indicatifs de la capacité d'Hydro-Québec d'évaluer ses propres processus de gestion : les auto-évaluations et les vérifications indépendantes. Les deux inspections ont permis de conclure que le rendement d'Hydro-Québec répondait aux exigences de la CCSN.

Bien qu'il n'y avait pas d'arrêts prévus en 2004, deux arrêts imprévus de la centrale ont eu lieu, un en mai et l'autre en décembre. Le premier a été causé par une fuite du système de refroidissement de l'alternateur qui a nécessité une réparation immédiate (voir la section D.4.2). Le deuxième a été motivé par de nouveaux résultats de modélisation par ordinateur qui donnaient une probabilité importante d'un contact entre le TF et le TC d'un canal de combustible (voir la section D.4.4). Par mesure de prudence, Hydro-Québec a arrêté le réacteur une semaine avant que des inspections du canal ne puissent être effectuées. Les inspections n'ont pas révélé de signes d'un tel contact.

Il n'y a pas eu de *défaillances graves de système fonctionnel* à Gentilly-2 en 2004. Lors du redémarrage suite à l'arrêt imprévu en mai, un *recul rapide de puissance* s'est produit à cause d'un bas niveau de l'eau dans les *générateurs de vapeur*.

En 2004, Hydro-Québec s'est bien conformée aux dates limites prescrites dans la norme d'application de la réglementation S-99 sur les rapports à soumettre. Il y a eu 29 événements à Gentilly-2 pour lesquels Hydro-Québec a dû soumettre des rapports préliminaires et détaillés. Dix-neuf de ceux-ci comportaient des non-conformités. Le personnel de la CCSN a jugé que les actions de suivi identifiées par Hydro-Québec étaient appropriées dans la majorité des cas. Le personnel de la CCSN a discontinué ses actions de suivi pour 14 des événements après que les actions correctives furent complétées.

Le personnel de la CCSN a ouvert 33 nouveaux *points à régler* et en a fermé 25, laissant à la fin de l'année une balance de 49. Certains de ces *points à régler* avaient rapport au suivi des inspections qui, dans l'opinion du personnel de la CCSN, n'était pas effectué en temps opportun. La situation s'est améliorée au cours de la deuxième partie de l'année suite à des discussions avec le personnel d'Hydro-Québec.

Tenant compte des résultats mentionnés précédemment, on a jugé que le rendement d'Hydro-Québec répond aux exigences et que les cotes programme et mise en œuvre sont toujours « B ».

1.4.1.2 Conduite des opérations

En 2004, le personnel de la CCSN a effectué 23 *inspections de type I* du programme « conduite des opérations ». Des rapports ont été soumis au cours de l'année pour 18 de ces inspections ainsi que pour trois inspections effectuées tard en 2003. Des 21 rapports soumis, une cote de rendement « B » a été attribuée à 19 d'entre eux, et une cote « C » l'a été aux deux autres. Le suivi fait par Hydro-Québec des actions découlant de ces inspections s'est amélioré par rapport à une situation inacceptable qui prévalait au cours de la première partie de 2004.

Les faiblesses relatives à la gestion de la configuration et aux pratiques d'exploitation, observées pour la première fois lors de l'arrêt à l'automne 2003, étaient les deux plus importantes constatations faites au cours de ces inspections. Le respect des procédures de radioprotection a été une pratique particulièrement faible au cours de cet arrêt. Une certaine amélioration de la gestion de la configuration a été observée avant la fin de 2004 mais le personnel de la CCSN continue de surveiller la situation pour s'assurer que cette amélioration va durer. L'efficacité des mesures prises pour améliorer la mise en application des pratiques d'exploitation lors des arrêts sera évaluée au printemps 2005, principalement en ce qui a trait au respect des procédures.

À peu près la moitié des 29 événements rapportés en 2004 concernaient la conduite des opérations. Le niveau d'importance pour la sûreté qui leur a été attribué était moyen ou faible, en

proportion égale. Cependant, on a observé des signes nets d'une attitude non prudente en matière de sûreté lors d'au moins un événement. Le personnel de la CCSN effectue un suivi en prêtant une attention particulière à l'efficacité des actions prises pour régler ce problème. Le personnel de la CCSN fait aussi actuellement le suivi d'un deuxième événement similaire survenu à Gentilly-2.

Le programme « conduite des opérations » et sa mise en œuvre conservent en 2004 la cote « B », le personnel de la CCSN continuant de faire un suivi de divers événements.

1.4.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Les inspections de la CCSN ont permis d'observer une amélioration dans le port des chapeaux et lunettes de sécurité, reflétant l'efficacité des actions d'Hydro-Québec visant à promouvoir un meilleur respect des procédures. Les pratiques de protection du travail ayant rapport à l'isolation de l'équipement (jugée inadéquate lors de l'arrêt à l'automne 2003) seront examinées minutieusement lors de l'arrêt au printemps 2005.

Les données de 2004 sur l'IR « taux de gravité des accidents » n'ont révélé aucun fait d'importance (voir le tableau 9). En 2004, à l'exception d'une fuite de chlore à la station de pompage (voir la section D.4.3), il n'y a pas eu d'autres événements rapportables concernant la sécurité non radiologique. Les mesures correctives prises suite à un événement survenu sur un échafaudage lors de l'arrêt en 2003 devraient être complétées en 2005 lorsque les travailleurs, en préparation à l'arrêt du printemps, recevront de la formation. Un autre événement au cours de cette même année, concernant un travailleur qui a tombé en bas d'une échelle, a été clos en 2004 après que les actions de suivi furent complétées.

Le personnel de la CCSN juge que ce programme et sa mise en œuvre par Hydro-Québec répondent aux exigences.

1.4.2 Assurance du rendement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	ASSURANCE DU RENDEMENT	C	C
	Gestion de la qualité	B	B
	Facteurs humains	C	C
	Formation, examen et accréditation	C	C

L'information recueillie par la CCSN en 2004 a mené à des changements importants aux cotes assignées aux programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement ». Bien que les cotes pour le programme « gestion de la qualité » et sa mise en œuvre ont été haussées à « B » en

2004, les cotes pour le programme « formation, examen et accréditation » et sa mise en œuvre ont été abaissées à « C ». Les cotes pour le programme « facteurs humains » sont demeurées à « C ». Par conséquent, à Gentilly-2, les cotes globales programme et mise en œuvre pour le domaine de sûreté « assurance du rendement » demeurent à « C ». En général, des améliorations sont encore requises en ce qui concerne les trois points suivants :

- 1) l'omission d'effectuer une analyse formelle de l'emploi et des tâches afin d'établir un fondement pour la formation des opérateurs de salle de commande;
- 2) un manque de respect des procédures concernant les heures de travail;
- 3) des lacunes dans la procédure (et sa mise en œuvre) servant à incorporer les facteurs humains dans le processus de contrôle des modifications techniques.

1.4.2.1 Gestion de la qualité

Hydro-Québec a terminé en avril 2004 de documenter et de mettre en œuvre son programme d'AQ. Le manuel de la gestion de la qualité a été distribué et tous les processus ont été mis en œuvre. Ces actions ont permis de compléter la mise en place du programme d'AQ d'Hydro-Québec conformément à la date limite prescrite à l'article 3.4 du permis d'exploitation de Gentilly-2.

Des efforts sont en cours pour effectuer l'intégration de plusieurs niveaux de documents de sorte à éliminer les répétitions. Les inspections portant sur l'auto-évaluation et l'évaluation indépendante de la gestion, effectuées par le personnel de la CCSN en 2004, ont mené à des mesures correctives et à des recommandations. Bien qu'une certaine amélioration du document décrivant le programme et de sa mise en œuvre soit requise pour se conformer aux normes de qualité applicables, dans l'ensemble, le programme d'AQ d'Hydro-Québec répond aux exigences, tant pour sa conception que sa mise en œuvre. D'autres inspections par le personnel de la CCSN sont prévues en 2005 afin de confirmer la conformité d'autres processus.

Pour obtenir des renseignements sur les exigences concernant l'obtention d'une accréditation autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression à Gentilly-2, voir la section 2.2.1.

1.4.2.2 Facteurs humains

Au cours de 2004, les sujets suivants concernant les facteurs humains ont été vérifiés: les heures de travail et l'intégration des facteurs humains au processus de contrôle des modifications techniques.

Une inspection de la CCSN a permis de confirmer que le logiciel utilisé permettait au titulaire de permis de faire un suivi efficace des heures travaillées. On a jugé que l'utilisation du logiciel de

même que la formation sur son utilisation répondaient aux exigences. Cependant, l'inspection a aussi révélé que le respect de la procédure sur les heures de travail devait être amélioré.

Le personnel de la CCSN a aussi constaté que les facteurs humains étaient mieux incorporés au processus de contrôle des modifications techniques. Cependant, la portée de ce changement était limitée (restreinte aux modifications mineures). Avant qu'il ne puisse être considéré satisfaisant, le personnel de la CCSN a exigé des améliorations additionnelles au document décrivant comment les facteurs humains sont incorporés au processus pour apporter des modifications mineures à la conception.

Le personnel de la CCSN a examiné les aspects facteurs humains des documents de Gentilly-2 à l'appui de l'avant-projet de réfection. Étant donné la portée de ce projet et son état d'avancement au moment de l'examen, le personnel de la CCSN était généralement d'accord avec l'approche proposée par le titulaire de permis pour traiter des facteurs humains.

Tenant compte de l'information disponible suite aux activités effectuées par la CCSN en 2004, le programme « facteurs humains » et sa mise en oeuvre reçoivent la cote « C ». Bien que le personnel de la CCSN juge que le programme et sa mise en oeuvre soient améliorés, la procédure pour incorporer les facteurs humains au processus de contrôle des modifications techniques et le respect de la procédure sur les heures de travail requièrent des améliorations additionnelles.

1.4.2.3 Formation, examen et accréditation

En 2004, deux programmes de formation pour le personnel accrédité ont été évalués à Gentilly-2 : le programme de formation complémentaire pour les chefs de quart et le programme de formation sur simulateur pour les opérateurs de salle de commande et les chefs de quart. Gentilly-2 n'a pas effectué une analyse formelle de l'emploi et des tâches pour le poste opérateur de salle de commande. Ce point a été identifié comme une faiblesse majeure du programme de formation et a fait l'objet d'avis d'action à l'endroit d'Hydro-Québec.

L'évaluation du programme de formation complémentaire pour les chefs de quart a permis de noter certains aspects positifs. *L'approche systématique à la formation* a été suivie, le personnel préposé à l'administration et les instructeurs sont qualifiés et le programme est bien appuyé par la direction. Cependant, plusieurs lacunes ont aussi été observées :

- le programme global de formation menant à l'accréditation du personnel de conduite n'est pas défini;
- la formation complémentaire pour les chefs de quart n'est pas toute complétée avant la fin de la phase de co-pilotage;

- les connaissances et habiletés relatives aux tâches administratives du chef de quart ne sont pas suffisamment intégrées au programme et les candidats ne sont pas bien évalués sur ces sujets;
- les ingénieurs de système qui enseignent le programme ne reçoivent pas de formation continue.

L'évaluation du programme de formation sur simulateur pour les opérateurs de salle de commande et les chefs de quart a permis de noter certains aspects positifs. La documentation, les ressources et le matériel disponibles pour le programme sont suffisants. Les procédures sont très bonnes et le personnel de formation est qualifié. Cependant, plusieurs lacunes ont aussi été observées :

- la description du programme et l'analyse des tâches effectuée pour définir le contenu du programme ne sont pas satisfaisants;
- les candidats au poste de chef de quart ne possèdent pas toutes les qualifications requises pour le programme;
- les candidats au poste de chef de quart n'ont pas acquis assez d'expérience aux panneaux de la salle de commande.

Le taux de réussite aux examens d'accréditation était adéquat en 2004 et les documents et processus d'examen répondaient aux exigences de la CCSN et à ses attentes en matière de rendement. Cependant, les lacunes identifiées au cours des évaluations effectuées par le personnel de la CCSN indiquent que les documents et processus de formation à Gentilly-2 ne répondent pas à ces exigences et attentes. Par conséquent, on a attribué la cote « C » pour le programme « formation, examen et accréditation » et sa mise en œuvre.

1.4.3 Conception et analyse

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	B	B

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN du domaine de sûreté « conception et analyse » ont démontré que le titulaire de permis a continué d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et d'analyse de manière satisfaisante.

1.4.3.1 Analyse de la sûreté

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé qu'Hydro-Québec a effectué des analyses de sûreté satisfaisantes. Tel que requis, le titulaire de permis a soumis des mises à jour appropriées du rapport de sûreté. De plus, Hydro-Québec a soumis le rapport de COG couvrant les activités de recherche et de développement du secteur nucléaire en matière de sûreté et a participé avec le personnel de la CCSN à une réunion d'information organisée par COG.

1.4.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire quant à la résolution des DG. Gentilly-2 a continué de faire partie de ces équipes et le progrès global réalisé est satisfaisant. Pour plus de détails sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui couvre le progrès réalisé en 2004 quant à chacun des DG.

1.4.3.3 Conception

Hydro-Québec a initié et apporté des améliorations à certains systèmes de suppression et avertisseur d'incendies à Gentilly-2. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont révélé que ces améliorations étaient acceptables. Une *inspection de type I* a permis de conclure que le rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence était acceptable.

1.4.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	B
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	B	B
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	B

En 2004, le personnel de la CCSN n'a pas effectué d'*inspections de type I* pour évaluer les programmes « entretien » et « fiabilité » à Gentilly-2. Les deux autres programmes de ce domaine de sûreté répondaient aux attentes de la CCSN. Globalement, en 2004, le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Gentilly-2 répondait aux exigences de la CCSN, tant pour la conception que la mise en œuvre des programmes.

1.4.4.1 Entretien

Même s'il n'y a pas eu en 2004 d'*inspections de type I* pour évaluer le programme « entretien » à Gentilly-2, ce programme a été évalué régulièrement par des *inspections de type II* de systèmes. Les objectifs établis pour les programmes d'entretien préventif et correctif à Gentilly-2 ont été atteints. Cependant, les formulaires et les rapports requis pour documenter le programme d'entretien préventif ne sont pas remplis ou rédigés efficacement. Le personnel de la CCSN effectue des inspections pour déterminer l'efficacité des actions prises par Hydro-Québec pour répondre à cette préoccupation.

1.4.4.2 Intégrité structurale

Le personnel de Gentilly-2 a présenté en 2004 une mise à jour de son programme d'inspections périodiques et le personnel de la CCSN examine présentement ce document.

En 2003, conformément à l'article 3.6 du permis d'exploitation de Gentilly-2, Hydro-Québec a effectué une mesure du taux de fuite du bâtiment du réacteur. Le taux de fuite mesuré était plus faible que la valeur prescrite.

Hydro-Québec continue de s'assurer de l'intégrité des canaux de combustible par l'entremise d'un programme détaillé d'inspections et d'entretien. Hydro-Québec a adopté une approche proactive visant l'amélioration des outils utilisés pour l'inspection des canaux de combustible. Suite à de nouveaux calculs qui donnaient une possibilité plus grande de formation d'ampoules dans certains canaux de combustible, Hydro-Québec, par mesure de prudence, a arrêté le réacteur (voir la section D.4.4).

Une campagne d'inspection des *tuyaux d'alimentation* a été complétée à Gentilly-2 au cours de l'arrêt à l'automne 2003. En 2004, Gentilly-2 envisageait de remplacer un *tuyau d'alimentation* lors de l'arrêt prévu au printemps 2005, compte tenu de l'usure excessive de sa paroi.

1.4.4.3 Fiabilité

Gentilly-2 a maintenu un bon programme de fiabilité et des activités de surveillance appropriées, incluant un horaire d'essais et de l'entretien périodique. Les rapports trimestriels et annuels étaient adéquats et fournissaient suffisamment de renseignements pour démontrer leur conformité à la norme d'application de la réglementation S-99. Gentilly-2 a aussi démontré s'être conformée à la norme d'application de la réglementation S-98.

1.4.4.4 Qualification de l'équipement

Afin de se conformer à l'article 7.1 du permis d'exploitation à ce sujet, Hydro-Québec a terminé en 2004 l'élaboration du programme de QE de Gentilly-2 (voir la section D.6.1). Le personnel de

la CCSN a examiné le programme de QE élaboré par Hydro-Québec et trouvé qu'il répondait en principe aux exigences de la CCSN. La position finale du personnel de la CCSN sur la mise en œuvre de ce programme sera déterminée suite à une *inspection de type 1*.

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont montré que l'aptitude fonctionnelle des systèmes de protection contre l'incendie était acceptable.

1.4.5 Préparation aux situations d'urgence

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en œuvre
Gentilly-2	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	B

En 2004, le personnel de la CCSN a évalué un exercice complet d'intervention en cas d'urgence à la centrale Gentilly-2 et a jugé que le rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence était acceptable. L'équipe d'évaluation a conclu que Gentilly-2 avait la capacité de gérer efficacement les interventions en cas d'urgence. Cependant, certaines faiblesses mineures doivent être corrigées (la disponibilité d'autres équipements de mesure et la distribution systématique de pilules d'iode). Par conséquent, la cote pour la mise en œuvre du programme de préparation aux situations d'urgence a été abaissée de « A » à « B ».

Lors de l'exercice d'urgence, l'équipe d'évaluation n'a observé aucun signe laissant supposer qu'il y ait dégradation du programme. Donc, la cote pour le programme est maintenue à « A ».

Le personnel de la CCSN a observé que le personnel d'Hydro-Québec a répondu sans difficulté à l'alerte de chlore décrite à la section D.4.3.

1.4.6 Protection de l'environnement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

En 2002, lors du renouvellement du permis d'exploitation de Gentilly-2, la cote programme du domaine de sûreté « protection de l'environnement » était « C » (référence CMD 02-H18). Cependant, Hydro-Québec a depuis répondu aux avis d'action qui étaient en suspens suite à une évaluation du programme en 2000.

En 2004, les rejets de substances radioactives à Gentilly-2 étaient bien inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* et par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population

étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Il n'y a pas eu à Gentilly-2 de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement. En juin 2004, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type 1* du programme de surveillance des effluents de Gentilly-2. Même si, suite à cette inspection, le personnel de la CCSN a donné quatre avis d'action et fait deux recommandations, la cote « B » a été attribuée au programme de surveillance des effluents radioactifs.

La domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Gentilly-2 répond aux exigences de la CCSN et conséquemment, les cotes programme et mise en œuvre sont toutes deux « B ».

1.4.7 Radioprotection

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gentilly-2	RADIOPROTECTION	B	C

Le non-respect des procédures de radioprotection a été un problème à Gentilly-2 au cours des dernières années et ce fut particulièrement le cas pendant l'arrêt à l'automne 2003. En 2004, Gentilly-2 a continué de faire face à des difficultés dans ses efforts visant à s'assurer que ses employés se conforment aux procédures de radioprotection. En plusieurs occasions, le personnel de la CCSN a observé des dérogations aux procédures de radioprotection ou des mauvaises pratiques de radioprotection. De plus, la réponse d'Hydro-Québec à des avis d'action donnés suite à des inspections précédentes du programme de radioprotection a été lente. À cause de ces lacunes qui subsistent à Gentilly-2, la cote mise en œuvre du programme de radioprotection est maintenue à « C ». L'efficacité des mesures prises pour améliorer la mise en application des pratiques de radioprotection pendant les arrêts sera évaluée au printemps 2005, principalement en ce qui a trait au respect des procédures. De plus, deux autres inspections du programme de radioprotection sont prévues en 2005.

En 2004, le personnel de la CCSN a introduit à Gentilly-2 une nouvelle exigence concernant le programme de protection des voies respiratoires afin d'y incorporer une protection contre les risques radiologiques et ainsi se conformer aux normes pertinentes de la CSA. Cette nouvelle exigence avait déjà été introduite en 2003 à tous les sites, sauf Darlington et Gentilly-2. En réponse à cette nouvelle exigence, Gentilly-2 a élaboré un programme et en a présenté officiellement une ébauche en novembre 2004. Le personnel de la CCSN a examiné l'ébauche et a communiqué ses commentaires à Hydro-Québec. Le personnel de la CCSN fait un suivi à Gentilly-2 pour s'assurer que son programme de protection des voies respiratoires est documenté et conçu de façon à se conformer à la norme de la CSA.

Bien qu'on ne considère plus que le programme de radioprotection soit supérieur aux exigences de la CCSN, dans l'ensemble, il y répond encore parce que la nouvelle exigence

relative à la protection des voies respiratoires en est une parmi un grand nombre en matière de radioprotection. Donc, la cote du programme a été abaissée de « A » à « B ».

1.4.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Gently-2 est documentée dans un rapport séparé (protégé) (CMD 05- M31.A).

1.4.9 Garanties

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Gently-2	GARANTIES	B	B

Les programmes en vigueur à Gently-2 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondent aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

Le personnel de la CCSN a changé en 2004 l'approche qu'il utilise pour déterminer la cote à attribuer pour le domaine de sûreté « *garanties* » et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre à Gently-2 ont été abaissées de « A » à « B ». Ceci est un changement à des fins d'uniformisation seulement et il ne reflète pas des lacunes de la part du titulaire de permis. Pour plus de détails, voir la section 2.9.

1.4.10 Garanties financières pour le déclassement

En novembre 2003, une garantie inconditionnelle de la province de Québec servant comme garantie financière pour le déclassement de Gently-2 est entrée en vigueur. Ainsi, les conditions du permis d'exploitation de Gently-2 concernant les garanties financières pour le déclassement n'exigent plus aucun rapport additionnel à ce sujet avant juin 2006 (six mois avant la date d'expiration du permis).

1.4.11 Conclusion

En 2004, la centrale a été exploitée de manière sûre. Les programmes et leur mise en œuvre ont été généralement acceptables pour la plupart des domaines de sûreté.

En 2004, des améliorations dignes de mention ont été apportées au programme « gestion de la qualité » et à sa mise en œuvre. Cependant, afin de pouvoir répondre aux exigences de la CCSN, les deux autres programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement » (« facteurs humains » et « formation, examen et accréditation ») nécessitent des améliorations tant à leur conception qu'à leur mise en œuvre. Globalement, les programmes du domaine de sûreté

« assurance du rendement » et leur mise en œuvre continuent d'être inférieurs aux exigences de la CCSN. Les évaluations des divers programmes et processus de ce domaine de sûreté vont se poursuivre en 2005.

En 2004, en réponse à une nouvelle exigence de la CCSN, Gentilly-2 a révisé son programme de radioprotection. En attendant que le personnel de la CCSN finisse d'examiner le programme révisé, l'évaluation du programme a été changée de « supérieur aux exigences » à « répond aux exigences ».

Des améliorations importantes à la mise en œuvre du programme de radioprotection ainsi qu'aux pratiques de protection du travail sont requises à Gentilly-2. Plusieurs inspections du programme de radioprotection sont prévues en 2005. L'efficacité des mesures prises pour améliorer la mise en application des pratiques d'exploitation lors des arrêts sera évaluée au printemps 2005, principalement en ce qui a trait au respect des procédures.

1.5 POINT LEPREAU

1.5.1 Exploitation

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	EXPLOITATION	B	B
	Gestion de l'organisation et de la centrale	B	B
	Conduite des opérations	B	B
	Santé et sécurité au travail (non radiologique)	B	B

Le personnel de la CCSN juge que la centrale Point Lepreau a été exploitée de manière sûre en 2004. On considère que, dans l'ensemble, le domaine de sûreté « exploitation » répond aux exigences. Cependant, le personnel de la CCSN est préoccupé par une baisse apparente de l'efficacité du programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » et continuera de surveiller le rendement dans ce domaine.

1.5.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Il n'y a pas eu de *défaillances majeures de système fonctionnel* à Point Lepreau en 2004.

Au cours de la même année, le personnel de la CCSN a approuvé un important changement à l'organisation d'Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) comportant un transfert de rôles et responsabilités du département de sûreté nucléaire à la division technique. Le changement a été effectué afin d'améliorer l'efficacité organisationnelle, de renforcer le lien entre les responsabilités des différents groupes et les procédés de la centrale, et de clarifier les rôles et les responsabilités en ce qui concerne le bon état des systèmes du réacteur.

La loi sur l'électricité du Nouveau-Brunswick est entrée en vigueur le 1er octobre 2004. Ceci a entraîné une restructuration d'Énergie NB et l'incorporation de la Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB). La nouvelle compagnie devenait le seul titulaire de permis pour le site de Point Lepreau. Ce changement n'a pas eu une incidence importante sur la gestion, l'organisation ou les programmes organisationnels du titulaire de permis.

1.5.1.2 Conduite des opérations

Le personnel de la CCSN a effectué une évaluation des pratiques d'exploitation lors de l'arrêt planifié en 2004. Il a conclu que, lors de cet arrêt, le personnel de Point Lepreau a suivi les procédures, effectué les essais et vérifications requis et, s'est conformé aux exigences de la ligne de conduite pour l'exploitation.

Cependant, en période normale d'exploitation, un entretien du système d'arrêt d'urgence (SAU) no 1, non conforme aux exigences de la ligne de conduite pour l'exploitation, a occasionné un incident (voir la section D.5.4).

1.5.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

En 2003, le personnel de la CCSN a effectué un examen du programme de protection des voies respiratoires à Point Lepreau. Il a jugé que ce programme d'Énergie NB était généralement satisfaisant sauf qu'il n'était pas officiellement documenté et qu'il ne répondait pas à la norme pertinente de la CSA. Énergie NB a donné suite en 2004 en apportant au programme les améliorations requises pour éliminer les lacunes.

En 2003, à Point Lepreau, l'IR « taux de gravité des accidents » se comparait favorablement à la moyenne de l'industrie pour cette année qui était 4.5 jours perdus par 200 000 heures-personnes de travail (voir les tableaux 10 et 11). Cependant, en 2004, le taux à Point Lepreau est passé à 14.2 jours perdus par 200 000 heures-personnes de travail (voir le tableau 9). Ce taux ne se compare pas favorablement à la moyenne de l'industrie qui était 2.1 en 2004.

Le personnel de la CCSN juge, qu'à Point Lepreau, le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) », et sa mise en œuvre, répondent aux exigences. Cependant, compte tenu de l'augmentation importante de l'IR « taux de gravité des accidents », le personnel de la CCSN est préoccupé par une baisse apparente de l'efficacité du programme. Il continuera de surveiller le rendement à ce chapitre.

1.5.2 Assurance du rendement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	ASSURANCE DU RENDEMENT	B	B
	Gestion de la qualité	B	B
	Facteurs humains	C	C
	Formation, examen et accréditation	B	B

Tenant compte de l'information recueillie par la CCSN en 2004, dans l'ensemble, le domaine de sûreté « assurance du rendement » à Point Lepreau répond aux exigences de la CCSN. On a observé que des améliorations ont été apportées au programme « gestion de la qualité » en 2004. Cependant, le programme « facteurs humains » comporte toujours des faiblesses relatives aux heures de travail, à l'intégration des facteurs humains à la conception, et au maintien de l'effectif minimal.

1.5.2.1 Gestion de la qualité

En 2003, pendant qu'Énergie NB continuait de documenter et de mettre en œuvre son programme d'AQ, la cote « C » a été attribuée au programme « gestion de la qualité » de Point Lepreau. À la fin de 2003 et au cours de 2004, trois *inspections de type I* ont été effectuées à Point Lepreau afin d'évaluer l'avancement de la mise en œuvre de trois éléments importants du système de gestion de la qualité :

- l'identification des problèmes, les mesures correctives, et l'expérience d'exploitation;
- le contrôle de la configuration;
- les auto-évaluations.

Au cours de la première inspection, on a observé que l'identification des problèmes et les mesures correctives avaient été améliorées de façon importante depuis la dernière inspection. Une seule directive (au sujet des auto-évaluations) a été émise suite aux deux autres inspections. Il a été possible au cours des trois inspections de régler toutes les directives restées en suspens suite à des inspections antérieures de l'AQ.

Les inspections ont permis de confirmer que le système de gestion de la qualité à Point Lepreau a été documenté et mis en œuvre efficacement. Par conséquent, les cotes programme et mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » ont été haussées de « C » à « B ».

1.5.2.2 Facteurs humains

En 2004, le personnel de la CCSN a exprimé son inquiétude quant au nombre d'heures supplémentaires travaillées à Point Lepreau. Énergie nucléaire NB a depuis diminué les heures supplémentaires mais des coupures additionnelles pourraient être requises.

Au cours d'une inspection du processus de modification en 2001, le personnel de la CCSN a recommandé qu'Énergie NB incorpore systématiquement les facteurs humains au processus pour apporter des modifications à la conception. Depuis, Énergie NB a élaboré quatre guides de conception qui répondent aux attentes du personnel de la CCSN. Énergie nucléaire NB a l'intention d'effectuer une analyse des écarts entre son processus de modification et les guides d'application de la réglementation de la CCSN en matière de facteurs humains.

On avait demandé à Énergie NB d'effectuer une évaluation afin de justifier son effectif minimal. En 2004, Énergie NB a présenté les résultats d'une évaluation qui l'ont amené à ajouter un opérateur à l'effectif minimal. Le personnel de la CCSN collabore présentement avec Énergie nucléaire NB pour s'assurer qu'elle s'efforce de répondre aux préoccupations concernant l'effectif minimal.

De 2003 à 2004, Énergie NB a retranché 99 postes de son effectif et élaboré une méthode pour surveiller les conséquences d'une réduction d'effectif. Le personnel de la CCSN a effectué une inspection afin de s'assurer qu'Énergie NB avait bien défini les habiletés techniques et d'ingénierie requises pour exploiter la centrale de manière sûre et qu'Énergie nucléaire NB avait un processus de planification de la succession pour s'assurer d'une dotation adéquate à long terme. Il a constaté qu'Énergie nucléaire NB a élaboré des processus de planification de la succession mais ces processus ne sont pas encore complètement mis en œuvre.

Le personnel de la CCSN a rencontré le personnel d'Énergie NB en 2004 afin de mieux faire connaître ses attentes quant au programme « facteurs humains ». Bien que le personnel de la CCSN reconnaisse que des améliorations ont été apportées au rendement humain à Point Lepreau, des préoccupations subsistent en ce qui concerne les heures de travail, l'intégration des facteurs humains à la conception, et l'effectif minimal.

1.5.2.3 Formation, examen et accréditation

Deux programmes de formation du personnel accrédité ont été évalués en 2004 à Point Lepreau : la mise en œuvre du programme de formation initial des chefs de quart et la formation initiale sur simulateur des opérateurs de salle de commande.

Les examens de requalification comprenant des examens de synthèse sur simulateur et des examens écrits ont été évalués et trouvés satisfaisants.

En général, on a réalisé à Point Lepreau des progrès appréciables quant au respect des engagements relatifs aux mesures correctives concernant les programmes de formation du personnel accrédité.

Bien que les évaluations aient révélé certaines lacunes, globalement, les processus et la documentation de formation et d'examen à Point Lepreau répondaient aux exigences de la CCSN et à ses attentes en matière de rendement. Le taux de réussite aux examens d'accréditation était aussi adéquat.

1.5.3 Conception et analyse

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	CONCEPTION ET ANALYSE	B	B
	Analyse de la sûreté	B	B
	Questions de sûreté	B	B
	Conception	C	C

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN du domaine de sûreté « conception et analyse » ont démontré que le titulaire de permis a continué d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et d'analyse de manière satisfaisante. Cependant, le personnel de la CCSN surveille actuellement des lacunes du programme « protection contre l'incendie » et de sa mise en œuvre.

1.5.3.1 Analyse de la sûreté

En 2004, les examens du personnel de la CCSN ont confirmé que Point Lepreau a effectué des analyses de sûreté satisfaisantes. Tel que requis, Énergie nucléaire NB a soumis des mises à jour appropriées du rapport de sûreté ainsi que des analyses de sûreté adéquates en vue d'une possible remise à neuf. De plus, Énergie nucléaire NB a soumis le rapport de COG couvrant les activités de recherche et de développement du secteur nucléaire en matière de sûreté et a participé avec le personnel de la CCSN à une réunion d'information organisée par COG.

1.5.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire quant à la résolution des DG. Point Lepreau a continué de faire partie de ces équipes et le progrès global réalisé est satisfaisant. Pour plus de détails sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui couvre le progrès réalisé en 2004 quant à chacun des DG.

1.5.3.3 Conception

Un défaut de conception des modules de la logique de commande des barres d'arrêt (BA) a été découvert et réglé en 2004 à Point Lepreau. Pour plus de détails, voir la section D.5.3.

Point Lepreau n'a pas terminé une analyse déterministe du risque d'incendie. Cette analyse est une exigence du permis d'exploitation et Point Lepreau s'était engagée à la terminer avant le milieu de 2003. Point Lepreau emploie une différente méthode d'analyse (analyse probabiliste du risque d'incendie) pour évaluer les questions en suspens. On prévoit maintenant qu'une analyse selon cette méthode sera terminée en 2006.

Les inspections, les essais et l'entretien du système de protection contre l'incendie effectués présentement à la centrale ne sont pas conformes au Code national de prévention des incendies. Point Lepreau a mis en œuvre un plan intensif pour éliminer les écarts en matière d'inspection, d'essai et d'entretien et le personnel de la CCSN surveille les progrès. Le rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence a été jugé inférieur aux exigences lors de deux *inspections de type I* en 2004 et Point Lepreau révisé présentement son programme de formation.

En 2004, à Point Lepreau, le programme « protection contre l'incendie » et sa mise en œuvre ne répondaient pas aux exigences de rendement. Par conséquent, les cotes programme et mise en œuvre du programme « conception » ont été abaissées à « C ».

1.5.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ Programme	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT	B	C
	Entretien	B	B
	Intégrité structurale	C	C
	Fiabilité	B	B
	Qualification de l'équipement	B	C

En 2004, les programmes « entretien », « fiabilité » et « qualification de l'équipement » répondaient aux attentes de la CCSN. Des inquiétudes concernant la qualification sismique de systèmes de sûreté auxiliaires de l'enceinte de confinement justifient la cote « C » attribuée à la mise en œuvre du programme « qualification de l'équipement ». Le programme « intégrité structurale » et sa mise en œuvre ne répondaient pas aux attentes de la CCSN et se voient attribués la cote « C ». Des événements ayant rapport à l'intégrité structurale survenus en 2004 de même que des lacunes du programme (particulièrement en ce qui a trait aux inspections périodiques) ont contribué à ces cotes inférieures.

1.5.4.1 Entretien

Globalement, en 2004, Point Lepreau a continué d'améliorer son programme « entretien ». Cependant, lors d'un événement relatif à l'entretien des SAU (voir la section D.5.4), on a remarqué qu'à Point Lepreau, les procédures d'étalonnage des *systèmes spéciaux de sûreté* avaient des lacunes. Le personnel de Point Lepreau fait actuellement enquête sur ces celles-ci.

En 2004, un événement a été occasionné par la chute dans le cœur du réacteur d'une BA du SAU#1 (pour plus de détails, voir la section D.5.3). La défaillance a été attribuée en partie à des pratiques d'entretien inadéquates.

1.5.4.2 Intégrité structurale

En 2004, des examens du personnel de la CCSN ont soulevés des inquiétudes concernant la mise à jour des programmes d'inspections périodiques à Point Lepreau. Le programme couvrant les enveloppes sous pression du CCP et des systèmes de sûreté n'est pas à jour. Point Lepreau s'est engagée à mettre ce programme à jour d'ici décembre 2005. Les programmes d'inspections

périodiques de l'appareillage de l'enceinte de confinement sont conformes à la version la plus récente de la norme.

Point Lepreau a élaboré et mis en œuvre des programmes d'inspections périodiques des canaux de combustible et a effectué les inspections et analyses requises. De plus, elle a adopté de nouveaux outils pour effectuer les inspections des canaux de combustible afin d'accroître l'efficacité des inspections et des mesures tout en réduisant les expositions au rayonnement.

À Point Lepreau, on a découvert sur des coudes de *tuyaux d'alimentation* des fissures qui s'étaient propagées partiellement à travers la paroi. À ces endroits, la paroi des *tuyaux d'alimentation* est plus mince à cause de la CAE. De plus, se servant d'un tuyau de réserve, on a trouvé que la résistance aux fractures d'un tuyau est considérablement plus faible au coude qu'à une partie droite d'un même tuyau. Ceci signifie qu'on ne peut écarter la possibilité d'une propagation aléatoire d'une fissure sur un coude. La technologie disponible pour détecter les fissures sur les *tuyaux d'alimentation* est possiblement inadéquate pour détecter des fissures tôt après leur formation. Si une telle fissure sur un coude n'est pas détectée, on ne peut écarter la possibilité d'un bris d'un *tuyau d'alimentation* lors d'un événement sismique. Par conséquent, le personnel de la CCSN a ouvert un *point à régler* demandant à Point Lepreau de démontrer que les fissures des *tuyaux d'alimentation* n'accroissent pas de façon importante le risque d'un bris d'un *tuyau d'alimentation* lors d'événements sismiques. Si ceci ne peut être démontré, on a demandé à Point Lepreau de confirmer la qualification sismique du RUC. Plus de détails à ce sujet sont disponibles à la section D.5.5.

En octobre 2004, on a découvert une fuite de la conduite de décharge de vapeur qui sert lors d'un démarrage du réacteur. La fuite a été attribuée à des fissurations par fatigue circonférentielle, et les fissures ont été réparées avant le redémarrage du réacteur. Pour plus de détails, voir la section D.5.3.

1.5.4.3 Fiabilité

En 2004, à Point Lepreau, la collecte des données, les analyses et les rapports en matière de fiabilité étaient satisfaisants. Bien qu'il semble que la mise en œuvre du programme « fiabilité » ait été satisfaisante, le personnel de la CCSN était préoccupé par les indisponibilités répétées du système d'alimentation électrique d'urgence. À une occasion, les génératrices diesel du système ont été indisponibles pendant une longue période. Pour plus de détails, voir la section D.5.2. Le personnel de la CCSN continuera de surveiller le rendement du titulaire de permis dans ce domaine.

Le personnel de la CCSN a exprimé son inquiétude concernant l'évaluation faite par Point Lepreau de la fréquence des défaillances de l'enceinte de confinement et sur le besoin de mettre en œuvre des mesures compensatoires à court terme pour réduire l'indisponibilité prévue à plus long terme. Il examine actuellement la réponse d'Énergie nucléaire NB à ce problème.

1.5.4.4 Qualification de l'équipement

Afin de se conformer à la condition du permis d'exploitation à ce sujet, Énergie nucléaire NB a terminé l'élaboration du programme de QE (voir la section D.6.1). Le personnel de la CCSN a trouvé qu'en principe, le programme de QE à Point Lepreau répond aux exigences. Il prévoit évaluer la mise en œuvre de ce programme au cours d'une future *inspection de type I*. En l'absence de preuves contraires, on a attribué à nouveau la cote « C » pour la mise en œuvre du programme « qualification de l'équipement ».

L'examen de l'évaluation effectuée par Point Lepreau du rendement de l'enceinte de confinement a identifié des problèmes concernant la qualification sismique des systèmes de sûreté auxiliaires du confinement. Le personnel de la CCSN est satisfait des mesures prises par Point Lepreau pour régler ces problèmes.

En 2004, Énergie nucléaire NB a terminé l'enquête sur l'utilisation de câbles isolés au polychlorure de vinyle dans l'enceinte de confinement. Énergie nucléaire NB a réglé des problèmes relatifs à la traçabilité des câbles et déterminé que certains câbles qui n'avaient pas été identifiés antérieurement n'ont pas eu d'incidence négative sur la sûreté de la centrale. Néanmoins, Énergie nucléaire NB a l'intention de remplacer ces câbles au cours d'un prochain arrêt.

1.5.5 Préparation aux situations d'urgence

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE	A	C

En 2004, le personnel de la CCSN a évalué à Point Lepreau le programme de préparation aux situations d'urgence. À ce moment là, Énergie NB avait prévu mettre en œuvre plusieurs initiatives afin de régler des problèmes soulevés antérieurement par la CCSN au sujet de ce programme. Cependant, l'équipe d'évaluation de la CCSN a conclu que Point Lepreau n'a pas encore démontré qu'elle est capable d'atteindre les buts qu'elle s'était elle-même fixés concernant la mise en œuvre de ce programme. Par conséquent, bien qu'on considère que le programme excède les exigences, sa mise en œuvre est jugée inférieures aux exigences. Une évaluation de suivi de la mise en œuvre de ce programme est prévue en 2005.

1.5.6 Protection de l'environnement

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	B	B

Les données de 2004 sur les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Point Lepreau montraient que les rejets dans l'environnement étaient demeurés bien inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées*. Par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Il n'y a pas eu de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement. Le personnel de la CCSN a étudié l'évaluation du risque écologique présentée par Point Lepreau et a demandé des clarifications sur des points techniques.

Il n'y a pas eu de changements importants par rapport à la dernière évaluation du programme de protection de l'environnement à Point Lepreau.

1.5.7 Radioprotection

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	RADIOPROTECTION	B	B

En 2004, Point Lepreau a révisé son programme de protection des voies respiratoires afin d'y incorporer une protection contre les risques radiologiques et ainsi se conformer à la norme pertinente de la CSA. Le personnel de la CCSN examinera les documents révisés en 2005. La mise en œuvre de tous les éléments pertinents du programme de radioprotection à Point Lepreau a de nouveau répondu aux exigences.

1.5.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Point Lepreau est documentée dans un rapport séparé (protégé) (CMD 05- M31.A).

1.5.9 Garanties

Site	DOMAINE DE SÛRETÉ	Cotes	
		Programme	Mise en oeuvre
Point Lepreau	GARANTIES	B	B

Les programmes en vigueur à Point Lepreau pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondent aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

Le personnel de la CCSN a changé en 2004 l'approche qu'il utilise pour déterminer la cote à attribuer pour le domaine de sûreté « *garanties* » et ainsi, les cotes programme et mise en œuvre de Point Lepreau ont été abaissées de « A », qu'elles étaient l'année dernière, à « B ». Ceci est un changement à des fins d'uniformisation seulement et il ne reflète pas de lacunes de la part du titulaire de permis. Pour plus de détails, voir la section 2.9.

SECTION 2

SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, DANS L'ENSEMBLE, ET TENDANCES

La présente section du rapport décrit le rendement global des centrales en matière de sûreté. L'information est présentée par domaine de sûreté et programme. Les définitions des domaines de sûreté et des programmes se trouvent à la suite de l'introduction de ce rapport. Cette section présente aussi les tendances d'une année à l'autre et fait ressortir les questions importantes se rapportant à l'industrie dans son ensemble. Les indicateurs de rendement (IR) de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) servent à illustrer diverses tendances et problèmes. Leurs définitions sont extraites de la norme d'application de la réglementation S-99, intitulée « Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires ».

2.1 EXPLOITATION

Les 17 réacteurs qui étaient opérationnels en 2004 ont été en *état d'arrêt garanti* (EAG) 14% du temps. À Pickering-A, seule la tranche 4 a fonctionné en 2004 pendant que les trois autres tranches étaient en *fermeture temporaire*. La mise en service de la tranche 1 s'est poursuivie en vue d'un redémarrage en 2005. Au début de 2004, la tranche 3 de Bruce-A a été redémarrée et synchronisée au réseau électrique. On effectue actuellement une étude environnementale en vue du redémarrage possible des tranches 1 et 2 à Bruce-A.

2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Un événement important a eu lieu à Point Lepreau concernant la gestion de l'organisation et de la centrale lorsque la loi sur l'électricité du Nouveau-Brunswick est entrée en vigueur le 1er octobre 2004. Ceci a entraîné une restructuration d'Énergie NB et l'incorporation de la Corporation Énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB). La nouvelle compagnie est maintenant le seul titulaire de permis pour le site de Point Lepreau.

En 2004, aucun travailleur d'une centrale nucléaire ni aucun membre du public n'a reçu de dose de rayonnement dépassant les limites réglementaires. Les rejets provenant de toutes les centrales ont également été considérablement inférieurs aux limites réglementaires. Des doses de rayonnement et des rejets à l'environnement faibles ont constitué à nouveau la norme du secteur nucléaire en 2004. Ces résultats sont des indicateurs généraux de contrôles adéquats mis en œuvre par les organisations aux sites.

Dans toutes les centrales en 2004, il n'y a eu qu'une *défaillance grave de système fonctionnel*. Pour plus de détails, voir la section D.3.4.

Le personnel de la CCSN se sert des *points à régler* pour porter à l'attention des titulaires de permis les problèmes qui nécessitent la prise rapide de mesures correctives. En 2004, le personnel de la CCSN a ouvert 105 *points à régler* et en a clos 80. À la fin de 2004, on comptait 272 *points à régler* ouverts. Le personnel de la CCSN était satisfait de la manière dont les titulaires de permis se conformaient aux exigences relatives à la gestion des *points à régler*, aux rapports de faits saillants à soumettre de même qu'à l'analyse et le suivi du rendement des systèmes de leurs centrales. En 2004, il y a eu 457 événements devant être rapportés et les plus importants font partie des faits saillants décrits à l'annexe D. De plus, le personnel de la CCSN a de nouveau observé que les titulaires de permis rapportent de leur propre chef des événements qui peuvent sembler mineurs, ce qui révèle une bonne attitude de questionnement de la part de leur personnel.

Globalement, les titulaires de permis avaient en place des organisations adéquates pour gérer et exploiter de manière sûre leurs centrales. Cependant, à Pickering-B, suite à des difficultés

organisationnelles qui ont contribué à des arrêts forcés en 2004, on a jugé que la mise en œuvre du programme « gestion de l'organisation et de la centrale » était inférieure aux exigences.

2.1.2 Conduite des opérations

En 2004, le personnel de la CCSN a effectué 30 *inspections de type I* et plus de 200 *inspections de type II* pour vérifier divers programmes pertinents à l'exploitation des centrales. La plupart des inspections ont confirmé que ces programmes sont conformes aux exigences de la CCSN et aux procédures et documents directeurs des titulaires de permis et qu'aucune mesure corrective n'était nécessaire. Lorsque les inspections ont révélé la nécessité de prendre des mesures correctives, le personnel de la CCSN a constaté que les titulaires de permis mettaient en œuvre des actions appropriées pour corriger les lacunes.

En 2004, le personnel de la CCSN a examiné 391 demandes d'approbation de la part des titulaires de permis. La majorité de ces demandes étaient documentées adéquatement et soumises en temps opportun.

L'IR « nombre de transitoires imprévus » a pour objet d'indiquer le nombre de transitoires de la puissance du réacteur attribuable à des défaillances d'équipement ou à des erreurs des opérateurs pendant que le réacteur n'est pas en EAG. Il montre le nombre de réductions de puissance manuelles ou automatiques, survenues à la suite du déclenchement d'un système d'arrêt, d'un *recul rapide de puissance* ou d'une *baisse contrôlée de puissance* (notez que la centrale Pickering-A ne possède aucun système de *recul rapide de puissance*). Les réductions imprévues de puissance peuvent être le signe de problèmes à l'intérieur de la centrale et produire d'inutiles pressions sur les systèmes. L'IR « nombre de transitoires imprévus » est illustré aux tableaux 1, 2 et 3. En 2004, bon nombre des transitoires imprévus étaient des baisses contrôlées de puissance, qui présentent peu de risque sur le plan de l'exploitation d'une centrale. Les transitoires imprévus importants sont décrits dans les *documents aux commissaires* (CMD) intitulés « rapports des faits saillants » (RFS; voir l'annexe D). Notez qu'on devrait s'attendre à un plus grand nombre de transitoires dans les tranches à Bruce-A et Pickering-A qui ont été remises en service après avoir été en *fermeture temporaire* pendant une longue période.

L'IR comprend aussi le nombre d'heures pendant lesquelles les réacteurs ont été en EAG. Notez qu'en 2004, ces heures sont inscrites aux tableaux 1 et 2 seulement si les réacteurs n'étaient pas en *fermeture temporaire*. De l'an 2000 à l'an 2003, elles étaient cumulées pour tous les réacteurs, incluant ceux en *fermeture temporaire*.

Tableau 1 : Nombre de transitoires imprévus en 2004

Centrale	Heures en EAG	Transitoires imprévus pour chaque site en 2004			
		Arrêts d'urgence	<i>Reculs rapide de puissance</i>	<i>Baisses contrôlées de puissance</i>	Total
Bruce-A	1956	4	2	11	17
Bruce-B	4511	2	0	2	4
Darlington	3135	0	2	4	6
Pickering-A	1411	2	S. O.	2	4
Pickering-B	8107	1	0	2	3
Gentilly-2	210	0	1	0	1
Point Lepreau	1095	2	0	0	2
Total pour toutes les centrales	20424	11	5	21	37

Les tableaux 2 et 3 montrent les tendances de l'IR pour toutes les centrales nucléaires depuis l'an 2000. Pour toutes ces centrales, le nombre de transitoires en 2004 était similaire à celui en 2003 mais le nombre d'arrêts d'urgence était beaucoup moindre. En 2004, la moyenne de l'intervalle entre des arrêts d'urgence ou des *reculs rapides de puissance*, où la tranche en question n'était pas en EAG, était 8590 heures. L'objectif de rendement international est d'un arrêt d'urgence par 7 000 heures d'exploitation du réacteur.

Tableau 2 : Détails de la tendance du nombre de transitoires imprévus pour toutes les centrales

Année	Heures en EAG	Transitoires imprévus dans toutes les centrales			
		Arrêts d'urgence	<i>Reculs rapides de puissance</i>	<i>Baisses contrôlées de puissance</i>	Total
2000	57788	5	4	2	11
2001	41341	6	5	10	21
2002	51503	3	1	13	17
2003	47922	19	13	11	43
2004	20424*	11	5	21	37

* En 2004, les heures en EAG sont inscrites aux tableaux 1 et 2 seulement si les réacteurs n'étaient pas en *fermeture temporaire*.

Tableau 3 : Tendances du nombre de transitoires imprévus par centrale

Centrale	Transitoires imprévus				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A	S. O.	S. O.	S. O.	1	17
Bruce-B	5	3	6	8	4
Darlington	1	5	1	10	6
Pickering-A	S. O.	S. O.	S. O.	7	4
Pickering-B	3	12	6	14	3
Gentilly-2	1	0	2	2	1
Point Lepreau	1	1	3	1	2
Total pour toutes les centrales	11	21	18	43	37

L'IR « coefficient de perte de capacité imprévue » a pour but d'indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus.

Les tableaux 4 et 5 montrent l'IR « coefficient de perte de capacité imprévue », qui représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui a été perdu pendant la période en raison de circonstances imprévues. En plus de constituer un indicateur économique, il est le reflet de la gestion globale de la centrale. Bien que ce coefficient ait été généralement élevé dans le passé à la centrale Pickering-B, en 2004, il était du même ordre de grandeur qu'aux autres centrales (voir le tableau 5). Ce coefficient était aussi relativement élevé en 2004 à Bruce-A, Pickering-A et Gentilly-2. Certains des arrêts imprévus à ces centrales sont décrits aux sections D.1, D.3, et D.4, respectivement. Un coefficient relativement élevé est typique des tranches aux centrales qui sont remises en service après avoir été en *fermeture temporaire* pendant de longues périodes, comme c'est le cas pour Bruce-A et Pickering-A. En 2004, les pertes de capacité imprévues sont demeurées relativement faibles à Bruce-B, Darlington et Point Lepreau.

Tableau 4 : Coefficient de perte de capacité imprévue en 2004

Centrale	Coefficient de perte de capacité imprévue (%)				
	Trimestre				Facteur annuel
	1 ^{er}	2 ^e	3 ^e	4 ^e	
Bruce-A	31.0	3.5	0.0	11.0	11.4
Bruce-B	9.3	0.7	3.1	6.7	4.9
Pickering-A	6.3	22.4	22.5	22.7	18.5
Pickering-B	12.3	13.5	16.4	6.7	12.2
Darlington	13.0	0.6	4.5	8.8	6.7
Gentilly-2	0.0	26.0	0.0	14.6	10.2
Point Lepreau	0.0	4.2	2.8	21.3	6.9

Tableau 5 : Détails de la tendance du coefficient de perte de capacité imprévue pour toutes les centrales

Centrale	Coefficient de perte de capacité imprévue (%)				
	Année				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A					11.4
Bruce-B	3.8	1.3	6.4	3.8	4.9
Pickering-A					18.5
Pickering-B	15.4	9.6	7.2	19.1	12.2
Darlington	7.8	5.6	4.9	4.3	6.7
Gentilly-2	0.0	0.0	0.0	0.2	10.2
Point Lepreau	0.0	14.3	9.2	3.9	6.9

En 2004, on a effectué treize mises à l'arrêt de routine des tranches en service. Ces arrêts ont duré un total de 610 jours. L'arrêt le plus long a eu lieu à Pickering-B où, après avoir été prolongé, l'arrêt planifié de la tranche 8 a duré 140 jours. Le personnel de la CCSN a trouvé que, globalement, la planification et l'exécution de ces arrêts étaient acceptables.

En 2004, Darlington a fait face à des problèmes avec ses barrières coupe vapeur. Deux tranches ont été mises à l'arrêt et le redémarrage de la tranche 3 a été retardé jusqu'à ce que les problèmes soient résolus. Pour plus de détails, voir la section D.2.3.

L'IR « indice de non-conformité » a pour but d'indiquer le nombre de cas où la centrale nucléaire n'a pas été exploitée conformément aux conditions du permis ou à la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN) et à ses règlements d'application.

Les tableaux 6, 7 et 8 illustrent l'IR « indice de non-conformité » pour toutes les centrales nucléaires. Les non-conformités sont classées par catégorie comme suit :

- a = nombre de non-conformités par rapport à la ligne de conduite pour l'exploitation dans le permis;
- b = nombre de non-conformités par rapport aux exigences de radioprotection qui sont stipulées dans le permis;
- c = nombre de non-conformités par rapport à l'effectif minimal par quart mentionné dans le permis;
- d = autres cas de non-conformités par rapport au permis; et
- e = nombre de non-conformités par rapport à la LSRN et à ses règlements d'application.

Toutes les non-conformités sont évaluées par le personnel de la CCSN. Le tableau 6 montre qu'en 2004, tout comme au cours des années précédentes, Pickering affiche le plus grand nombre de non-conformités (tableau 8). Cela s'explique en partie par l'ampleur de l'exploitation au site de Pickering (trois tranches en train d'être remises en état et cinq en service). Le tableau 8 montre aussi qu'en 2004, le nombre de non-conformité, particulièrement à Pickering, a pris une tendance positive à la baisse. Il y a lieu de noter que les non-conformités sont relatives à des exigences qui varient d'un site à l'autre, incluant des lignes de conduite pour l'exploitation, des exigences en matière de radioprotection, des conceptions, des conditions du permis, et des pratiques différentes et ainsi de suite. Il faut aussi noter que c'était la première fois en 2004 que l'IR était rapporté séparément pour Pickering-A et Pickering-B pendant toute l'année.

Tableau 6 : Indice de non-conformité en 2004

Centrale	Non-conformités par catégorie					Total
	a	b	c	d	e	
Bruce-A	6	40	1	34	0	81
Bruce-B	1	34	18	17	2	72
Pickering-A	36	12	0	18	6	72
Pickering-B	31	48	1	36	14	130
Darlington	18	32	0	19	2	71
Gentilly-2	14	1	0	6	2	23
Point Lepreau	2	0	0	12	10	24

Tableau 7 : Détails de la tendance de l'indice de non-conformité pour toutes les centrales

Année	Non-conformités par type					Total
	a	b	c	d	e	
2000	307	109	31	115	50	612
2001	239	161	3	169	17	589
2002	219	140	13	222	24	618
2003	142	186	10	203	50	591
2004	108	167	20	142	36	473

Tableau 8 : Tendances de l'indice de non-conformité par centrale

Centrale	Total des non-conformités				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A	42	9	24	120	81
Bruce-B	219	123	124	79	72
Pickering-A et Pickering-B	238	295	337	282	202
Darlington	63	110	58	70	71
Gentilly-2	22	18	20	13	23
Point Lepreau	28	34	55	27	24
Total pour toutes les centrales	612	589	618	591	473

2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

En 2004, tous les titulaires de permis ont respecté les exigences et répondu aux attentes concernant le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » à tous les sites. On se sert de l'IR « taux de gravité des accidents » pour vérifier dans quelle mesure les titulaires de permis respectent les normes du secteur nucléaire dans le domaine de la sécurité des travailleurs (voir les tableaux 9, 10 et 11). Ce taux mesure le nombre total de jours perdus en raison de blessures par 200 000 heures-personnes de travail effectué à un site. (La prudence est de mise lorsqu'il s'agit de comparer les titulaires de permis, en raison des différences entre les organisations pour ce qui est, notamment, de la définition des accidents industriels, de l'autorité responsable de la sécurité des travailleurs et des interprétations relatives au temps perdu à cause de problèmes de santé chroniques et ainsi de suite.)

En 2004, pour la plupart des titulaires de permis, le taux de gravité des accidents a été inférieur aux années précédentes, particulièrement à Gentilly-2 où il a été beaucoup plus bas (tableau 11). Cependant, il a été beaucoup plus élevé à Point Lepreau et le personnel de la CCSN surveille actuellement ce domaine à cette centrale.

Tableau 9 : Taux de gravité des accidents en 2004

Site	Jours perdus	Heures-personnes de travail	Taux de gravité des accidents
Bruce-A et Bruce-B	0	6364851	0.0
Pickering-A et Pickering-B	63	4913994	2.6
Darlington	0	2597923	0.0
Gentilly-2	7	1185949	1.2
Point Lepreau	99	1384979	14.2

Tableau 10 : Détails de la tendance du taux de gravité des accidents pour toutes les centrales

Années	Jours perdus	Heures-personnes de travail	Taux de gravité des accidents
2000	462	19186826	4.82
2001	468	19514814	4.80
2002	350	17579865	3.98
2003	372	16612884	4.48
2004	169	16447696	2.05

Tableau 11 : Tendances du taux de gravité des accidents par centrale

Site	Taux de gravité des accidents				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A et Bruce-B	3.8	9.7	4.8	4.2	0.0
Pickering-A et Pickering B	3.9	0.7	1.4	3.7	2.6
Darlington	8.0	0.7	0.0	0.6	0.0
Gentilly-2	6.5	18.0	25.2	20.4	1.2
Point Lepreau	1.3	8.5	0.0	0.1	14.2

2.2 ASSURANCE DU RENDEMENT

En 2004, on a noté des faiblesses dans les programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement » à tous les sites bien qu'on ait aussi apporté des améliorations importantes à certains d'entre eux.

Bruce Power n'a toujours pas documenté adéquatement son programme d'assurance de la qualité. La mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » à Darlington, Pickering-A et Pickering-B a été jugée inférieure aux exigences à cause de lacunes dans leur processus de maintien des dossiers d'état de la centrale servant à identifier et résoudre les problèmes. Les programmes « facteurs humains » à Point Lepreau et Gentilly-2 avaient des faiblesses concernant le processus de conception et les heures de travail. De plus, à Gentilly-2, on a observé des lacunes relatives aux analyses de l'emploi et des tâches servant de fondement au programme de formation des opérateurs de salle de commande.

2.2.1 Gestion de la qualité

En 2004, des progrès ont été réalisés quant à la mise en œuvre des programmes d'AQ aux centrales à une seule tranche (Gentilly-2 et Point Lepreau). On considère que ces programmes et leur mise en œuvre, jugés inférieurs aux exigences en 2003, répondent maintenant à ces exigences.

Les centrales d'Ontario Power Generation (OPG) (Darlington et Pickering) ont documenté adéquatement leur programme d'AQ. Cependant, elles partagent un problème critique de mise en œuvre : une inaptitude à identifier promptement les documents, services et activités qui ne sont pas conformes aux exigences réglementaires et à résoudre efficacement ces problèmes.

On a jugé que les programmes « gestion de la qualité » à Bruce-A et Bruce-B étaient inférieurs aux exigences parce que Bruce Power n'a pas rencontré les échéances fixées pour l'élaboration et la soumission de ses documents de gestion de la qualité. Cependant, tenant compte d'observations faites lors de l'exécution d'activités en temps d'arrêt reflétant une mise en œuvre adéquate de programmes de deuxième niveau, on a jugé qu'en 2004, la mise en œuvre répondait aux exigences.

En 2004, le Technical Standards and Safety Authority (TSSA) a évalué la demande faite par OPG d'un certificat autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression (réparations, remplacements, modifications et fabrication des enveloppes sous pression, nucléaires et non nucléaires). Le personnel de la CCSN a pris connaissance de l'étude effectuée par le TSSA des mesures prises aux sites de Darlington et Pickering concernant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression. On a déterminé qu'OPG avait répondu avec succès aux nouvelles exigences ayant trait à ses programmes d'AQ. Le TSSA a subséquemment attribué à chacun des sites neuf certificats d'autorisation afin de tenir compte de la diversité dans la portée des travaux. Ces certificats expirent après trois ans.

En 2004, Bruce Power ne s'est pas conformée aux nouvelles exigences voulant que le programme d'AQ soit reflété dans les procédures d'entretien. Bruce Power n'a pas été accrédité comme titulaire d'un certificat d'autorisation. Elle améliore actuellement ses procédures d'entretien en vue de soumettre une nouvelle demande d'accréditation au milieu de 2005.

En 2004, le personnel de la CCSN a poursuivi ses examens de la documentation à l'appui d'une accréditation autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression à Gentilly-2. Hydro-Québec a révisé son document relatif à de tels travaux (un document de troisième niveau dans la hiérarchie des documents de son système de gestion de la qualité). Suite à l'examen de ce document par la CCSN en 2005, Hydro-Québec pourra alors soumettre une demande pour l'obtention d'un certificat autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression.

Point Lepreau continue de faire appel à des entrepreneurs pour effectuer ses travaux sur les enveloppes sous pression.

2.2.2 Facteurs humains

En 2004, les efforts du personnel de la CCSN étaient axés sur les questions relatives aux heures de travail et à la dotation. Bruce Power et OPG ont réalisé des progrès appréciables

vers l'objectif d'avoir en tout temps un opérateur de salle de commande (OSC) présent en salle de commande principale pour chacune des tranches en service. Présentement, les titulaires de permis de centrales à tranches multiples exigent qu'un OSC ou un adjoint à l'opérateur de salle de commande (AOSC) soit présent aux panneaux de la salle de commande principale en tout temps. Les AOSC sont qualifiés pour faire la surveillance de panneaux d'une tranche mais ils doivent être sous la supervision d'un OSC. Le plan intégré d'amélioration de 1997 recommandait d'éliminer la pratique voulant que des personnes non accréditées (AOSC) surveillent les panneaux de commande. OPG et Bruce Power se sont toutes deux engagées auprès du personnel de la CCSN à s'assurer qu'il y ait assez d'OSC pour faire la surveillance et exécuter les manœuvres sur les panneaux de commande de chaque tranche qui n'est pas en *fermeture temporaire*. On fixera en 2005, à Bruce-A et Bruce-B, une échéance pour cet objectif. Darlington s'est engagée à atteindre cet objectif d'ici juillet 2009. Un OSC a été présent en tout temps à la tranche 4 de Pickering-A depuis qu'elle a quitté l'EAG en 2003 et la direction s'est engagée à maintenir cette pratique. Pickering-B s'est engagée à atteindre cet objectif d'ici juillet 2007.

À Point Lepreau, les cotes pour le programme « facteurs humains » sont demeurées à « C » à cause de lacunes en matière de facteurs humains dans les activités de conception. À Gentilly-2, ces cotes sont aussi à nouveau « C » à cause de lacunes de la procédure pour incorporer les facteurs humains au processus de contrôle des modifications techniques et de sa mise en œuvre.

En mars 2004, le personnel de la CCSN a évalué la mise en œuvre du code de protection du travail à Darlington. On a jugé que la mise en œuvre répondait aux exigences, justifiant ainsi de hausser la cote mise en œuvre du programme « facteurs humains » à cette centrale de « C » à « B ».

Le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type I* du niveau de conformité aux procédures d'exploitation et d'entretien à Pickering-A et Pickering-B. Les résultats ont été positifs aux deux sites. On prévoit répéter cette inspection à d'autres centrales en 2005.

2.2.3 Culture de sûreté et gestion de la sûreté

La CCSN a organisé un symposium sur la culture de sûreté en mars 2004 ainsi que des ateliers regroupant des représentants du secteur nucléaire en juin 2004 et janvier 2005. Les participants ont présenté les progrès importants réalisés dans le secteur nucléaire en 2004. Les points suivants sont deux exemples de progrès pertinents :

- certaines installations ont élaboré leur propre encadrement relatif à la culture de sûreté;
- certaines installations ont élaboré et fait un essai pilote de leur propre méthode d'auto-évaluation de la culture de sûreté.

Au cours du dernier atelier, le personnel de la CCSN et les représentants du secteur nucléaire ont réussi à établir une collaboration efficace et à atteindre le but commun de régler les principaux problèmes identifiés lors de l'atelier précédent. Les participants ont aussi exprimé le besoin d'obtenir de la CCSN ses attentes formelles sur les auto-évaluations. Le personnel de la CCSN compte rencontrer des représentants de chaque installation ou de chacun des secteurs afin de collaborer avec eux sur leurs programmes respectifs de gestion de la sûreté et de faire avancer ce dossier.

2.2.4 Formation, examen et accréditation

En 2004, les évaluations de programme étaient axées sur les programmes de formation menant à l'accréditation et devant être d'une qualité acceptable avant le transfert des examens réglementaires d'accréditation aux titulaires de permis. Ces évaluations ont permis de déceler des lacunes dans la plupart des programmes, et les titulaires de permis travaillent actuellement à les corriger en mettant en oeuvre leurs plans de mesures correctives. Le personnel de la CCSN fera un suivi afin de vérifier que les mesures correctives proposées auront été appliquées et continuera les évaluations de programmes de formation déjà prévues.

Le personnel de la CCSN fait passer des examens basés sur les connaissances et les habiletés afin d'évaluer la compétence du personnel des titulaires de permis qui occupe des postes critiques pour la sûreté. En 2004, la phase I du transfert des examens d'accréditation de la CCSN aux titulaires de permis s'est poursuivie. Pendant cette phase, les titulaires de permis, supervisés par le personnel de la CCSN et conformément aux procédures de la CCSN, ont préparé, fait passer et corrigé tous les examens écrits et sur simulateur pour les candidats aux postes d'opérateur de salle de commande et de chef de quart. Le personnel de la CCSN a continué d'approuver et d'émettre les examens d'accréditation et les résultats.

Le taux de réussite aux examens des candidats aux postes de chef de quart et d'opérateur de salle de commande a été de 99 % (bien supérieur au taux historique moyen de 87 %).

En 2004, les titulaires de permis ont fait passer des examens de requalification écrits et sur simulateur. Les titulaires de permis ont eu beaucoup de mal à se conformer à la procédure d'examen écrits prescrite par la CCSN. Ils ont proposé des modifications à leurs permis afin de les autoriser à faire passer des examens de requalification écrits comprenant un moins grand nombre de questions à choix multiples et à choisir les questions possibles d'une façon autre que celle décrite dans les exigences relatives à la requalification.

Trois évaluations du processus de requalification ont été effectuées en 2004. Bien que des lacunes aient été observées, les processus de requalification en usage à Darlington, Pickering et Point Lepreau répondaient aux attentes de la CCSN.

2.3 CONCEPTION ET ANALYSE

2.3.1 Analyse de la sûreté

En 2004, les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que les titulaires de permis exécutaient des analyses de la sûreté adéquates.

2.3.2 Questions de sûreté

En 2004, des progrès ont été réalisés sur certaines questions, tandis que pour d'autres, ils se sont avérés plus lents que prévu. La même année, quatorze DG étaient actifs; un DG a été résolu et aucun nouveau n'a été créé. Les progrès réalisés quant à chacun des DG sont décrits à l'annexe E. Le personnel de la CCSN estime que tous les titulaires de permis ont réalisé des progrès adéquats relativement aux autres questions de sûreté.

2.3.3 Conception

Le personnel de la CCSN était satisfait des progrès réalisés en 2004 par les titulaires de permis quant à la mise en œuvre d'améliorations physiques pour la protection contre l'incendie, amorcée en raison de DG et d'analyses du risque. La plupart des projets d'amélioration de la suppression et de la détection des incendies sont maintenant achevés.

Cependant, à Pickering-B, les problèmes de conception de l'eau de service (source de l'eau d'incendie) issus de la panne majeure d'électricité en 2003 ne sont pas complètement réglés. D'autres problèmes de conception identifiés à Pickering-B suite à la panne majeure d'électricité n'étaient toujours pas réglés en 2004 et le personnel de la CCSN en fait le suivi.

2.4 APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT

En 2004, le personnel de la CCSN a constaté que les titulaires de permis ont appliqué des mesures acceptables et ont adapté de manière appropriée leurs programmes d'inspection de sorte à bien gérer les dégradations relevées. Il a jugé qu'en 2004, l'équipement des titulaires de permis était demeuré en bon état à tous les sites. Cependant, certains programmes ne répondaient pas aux exigences à certains sites.

2.4.1 Entretien

Tous les titulaires de permis ont élaboré des programmes d'entretien qui répondent aux conditions du permis relatives à ce sujet. L'exécution efficace des travaux d'entretien préventif et correctif représente un défi continu pour les titulaires de permis et, dans certains cas, a entraîné des retards accumulés chroniques.

2.4.2 Intégrité structurale

En 2004, le personnel de la CCSN a donné pour consigne aux centrales Bruce-B et Point Lepreau de mettre à jour leurs programmes d'inspections périodiques en fonction des normes actuelles. Les activités présentement en cours à Bruce-A pour effectuer une mise à jour ne répondent pas encore complètement aux attentes du personnel de la CCSN. En décembre 2004, Point Lepreau a répondu aux préoccupations du personnel de la CCSN mais on ne s'attend pas à ce que son programme réponde aux exigences avant 2005.

En participant aux comités techniques de l'Association canadienne de normalisation (CSA), le personnel de la CCSN et celui du secteur nucléaire ont contribué à la révision et à la mise à jour des présentes normes afin d'y intégrer une approche tenant compte plus étroitement des risques lors de la réparation, du remplacement, et de la modification de composants et systèmes sous pression. Cette approche établira des exigences proportionnelles à l'importance des systèmes pour la sûreté.

L'IR « nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression » a pour but d'indiquer le nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression survenus à la centrale nucléaire et de surveiller le respect des codes et des normes du secteur nucléaire.

Les tableaux 12, 13 et 14 illustrent l'IR appelé « nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression » pour toutes les centrales nucléaires. Les dégradations se définissent comme des cas où les limites précisées dans les critères de conception ou d'inspection pertinents sont dépassées. La « catégorie » mentionnée est le code de classification des systèmes nucléaires tandis que « conventionnel » fait allusion aux systèmes non nucléaires. En 2004, le nombre de cas de dégradation était du même ordre de grandeur qu'au cours des dernières années (tableau 13). La baisse du nombre de cas enregistré aux centrales Bruce-A, Pickering-A et Pickering-B entre 2003 et 2004 est digne de mention (tableau 14). (Il y a lieu de noter que c'était la première fois en 2004 que l'IR était rapporté séparément pour Pickering-A et Pickering-B pendant toute une année.) À toutes les centrales, la grande majorité des dégradations se sont produites sur les systèmes non nucléaires.

Tableau 12 : Dégradations des enveloppes sous pression en 2004

Centrale	Nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression par catégorie					
	Catégorie 1	Catégorie 2	Catégorie 3	Catégorie 4	Conventionnel	Total
Bruce-A	3	0	8	0	57	68
Bruce-B	8	0	5	0	121	134
Darlington	6	1	4	0	55	66
Pickering-A	1	1	2	0	13	17
Pickering-B	2	0	3	0	42	47
Gentilly-2	0	0	0	0	0	0
Point Lepreau	1	2	1	0	4	8

Tableau 13 : Détails de la tendance du nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression pour toutes les centrales

Année	Nombre des cas de dégradation des enveloppes sous pression par catégorie					
	Catégorie 1	Catégorie 2	Catégorie 3	Catégorie 4	Conventionnel	Total
2000	54	8	51	2	379	494
2001	24	9	30	1	281	345
2002	18	11	37	0	261	327
2003	37	10	28	1	333	409
2004	21	4	23	0	292	340

Tableau 14 : Tendances du nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression par centrale

Centrale	Nombre total de cas de dégradation des enveloppes sous pression				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A	51	21	18	131	68
Bruce-B	197	47	71	109	134
Darlington	65	80	91	59	66
Pickering-A et Pickering-B	125	155	109	100	64
Gentilly-2	11	3	3	0	0
Point Lepreau	45	39	35	10	8

2.4.3 Fiabilité

La norme d'application de la réglementation S-98 « Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires » sera bientôt incorporée dans tous les permis d'exploitation. Les titulaires de permis d'exploitation devaient élaborer leurs programmes et donner un compte-rendu des progrès réalisés dans leurs rapports annuels sur la fiabilité.

Le personnel de la CCSN a jugé que tous les titulaires de permis font des progrès appréciables vers l'objectif de répondre aux exigences de la norme d'application de la réglementation S-98.

L'IR « nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté » a pour but d'indiquer le nombre d'essais réalisés avec succès conformément aux conditions de permis, y compris ceux mentionnés dans les documents présentés à l'appui d'une demande de permis (c'est-à-dire, de vérifier dans quelle mesure les exigences en matière de disponibilité de la CCSN et du titulaire de permis sont respectées).

Les tableaux 15, 16 et 17 montrent l'IR « nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté » pour toutes les centrales nucléaires. Cet indicateur représente la capacité des titulaires de permis à mener à bon terme tous les essais réguliers auxquels les systèmes de sûreté doivent être soumis. Environ 90 000 de ces essais ont été effectués dans les centrales nucléaires en 2004. Le nombre total d'essais omis était plus grand en 2004 qu'au cours des trois dernières années; hausse presque entièrement attribuable à l'augmentation survenue à la centrale Pickering-B. Cependant, le nombre d'essais omis demeure faible, signifiant un engagement constant de la part des titulaires de permis à effectuer régulièrement les essais de leurs systèmes de sûreté. Se référant à l'information disponible dans les rapports annuels de fiabilité des titulaires de permis, le personnel de la CCSN a constaté que les essais omis n'avaient pas eu d'incidence grave sur la sûreté.

Tableau 15 : Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté en 2004

Centrale	Nombre total d'essais	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
		<i>Systèmes spéciaux de sûreté</i>	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total
Bruce-A	17666	2	0	0	2
Bruce-B	29992	1	0	0	1
Darlington	10799	1	0	0	1
Pickering-A	9283	0	0	0	0
Pickering-B	10984	11	3	5	19
Gentilly-2	2855	1	0	0	1
Point Lepreau	5747	2	0	0	2
Total pour toutes les centrales	87326	18	3	5	26

Tableau 16 : Détails de la tendance des omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté pour toutes les centrales

Année	Nombre total des essais	Nombre total d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté			
		<i>Systèmes spéciaux de sûreté</i>	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total
2000	Aucune donnée	11	6	25	42
2001	52841	2	0	4	6
2002	63864	3	1	0	4
2003	64303	2	2	3	7
2004	87326	18	3	5	26

Tableau 17 : Tendance des omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté par centrale

Centrale	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A	-	-	-	-	2
Bruce-B	1	0	0	0	1
Darlington	32	4	0	0	1
Pickering A	0	0	0	0	0
Pickering B	6	2	1	5	19
Gentilly-2	0	0	1	2	1
Point Lepreau	3	0	2	0	2
Total pour toutes les centrales	42	6	4	7	26

2.4.4 Qualification de l'équipement

En 2004, le personnel de la CCSN a examiné les documents soumis par tous les titulaires de permis et déterminé, qu'en principe, leurs programmes « qualification de l'équipement » répondaient aux exigences. La position finale du personnel de la CCSN sur la mise en œuvre de ces programmes sera déterminée suite à une *inspection de type I* à chacun des sites. Pour plus de détails, voir la section D.6.1.

2.5 PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Les activités de conformité courantes aux sites de Bruce Power et d'OPG ont permis de confirmer que leurs programmes de préparation aux situations d'urgence et leur mise en œuvre étaient supérieurs aux exigences de la CCSN. Ces programmes étaient aussi supérieurs aux exigences à Gentilly-2 et Point Lepreau. On a jugé cependant que la mise en œuvre répondait aux exigences à Gentilly-2 mais qu'elle était inférieure aux exigences à Point Lepreau.

2.6 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

En 2004, les données sur les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives de toutes les centrales montraient que les rejets dans l'environnement étaient constamment inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées*. Les doses de rayonnement reçues par la population (en particulier, par les membres des groupes critiques) étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Comme au cours des années précédentes, ces résultats montrent que la tendance demeure solide à toutes les centrales nucléaires.

Les titulaires de permis sont tenus de déclarer à la CCSN tous les rejets non planifiés de matières radioactives ou d'autres substances dangereuses dans l'environnement. En 2004, aucune centrale n'en a signalés pouvant poser un risque inacceptable pour l'environnement.

2.7 RADIOPROTECTION

Le personnel de la CCSN a examiné régulièrement tous les aspects des programmes de radioprotection de toutes les centrales et constaté qu'en général, les titulaires de permis ont continué de bien gérer les doses de rayonnement. Aucun travailleur n'a reçu de dose supérieure aux limites réglementaires.

En 2004, afin de se conformer aux normes pertinentes de la CSA, les titulaires de permis se sont efforcés de modifier leurs programmes de protection des voies respiratoires et de documenter ces modifications. À la fin de l'année, certains titulaires de permis n'avaient pas terminé la mise en œuvre des exigences de la norme de la CSA. D'autres ont réussi mais leurs documents révisés ne sont parvenus à la CCSN que vers la fin l'année. Pour ces raisons, la cote « B » a été attribuée au programme à toutes les centrales.

En 2004, à la plupart des centrales, la mise en œuvre du programme « radioprotection » répondait aux exigences réglementaires. Même si les doses de rayonnement aux travailleurs sont demeurées faibles à Gentilly-2 en 2004, Hydro-Québec a continué de faire face à des difficultés en ce qui concerne le respect des procédures de radioprotection.

L'IR « indice d'événements liés au rayonnement » a pour but d'indiquer le nombre et la gravité pondérée des événements liés au rayonnement qui sont survenus à la centrale nucléaire, surveillant ainsi le rendement quant au respect des attentes de la CCSN en matière de radioprotection des travailleurs.

Les tableaux 18, 19 et 20 montrent l'IR « indice d'événements liés au rayonnement ». L'indice et ses composants se définissent et se calculent comme suit :

- a = nombre d'événements où, après des tentatives de décontamination, la contamination corporelle fixe dépasse 50 kBq/m²
- b = nombre d'événements où une dose aiguë et imprévue au corps entier (résultant d'une exposition externe) dépasse 5 mSv
- c = nombre d'événements où une incorporation de matières radioactives a entraîné une dose efficace dépassant 2 mSv (normalisé à 2 mSv)
- d = nombre d'événements où une dose aiguë ou engagée dépasse une des limites spécifiées

$$\text{Indice d'événements liés au rayonnement} = a + 5b + 5c + 50d$$

Le « poids » de chaque composant de la formule indique l'importance relative des divers types d'événement. En 2004, aucune dose n'a dépassé les limites spécifiées (valeur de « d » au tableau 18). Pour certains titulaires de permis, aucun événement d'aucun type ne s'est produit. Il y a lieu de noter la baisse importante de l'indice à Gentilly-2 en 2004 (tableau 20).

Tableau 18 : Indice d'événements liés au rayonnement en 2004

Centrale	Événements liés au rayonnement				Indice
	a	b	c	d	
Bruce-A	0	0	0	0	0
Bruce-B	0	0	1	0	5
Darlington	0	0	0	0	0
Pickering-A	0	0	1.08	0	5.4
Pickering-B	0	0	0	0	0
Gentilly-2	0	0	0	0	0
Point Lepreau	0	0	0	0	0

Tableau 19 : Détails de la tendance de l'indice des événements liés au rayonnement pour toutes les centrales

Année	Événements liés au rayonnement (Totaux)				Indice
	a	b	c	d	
2000	0	0	9.5	0	47.4
2001	1	0	8.8	0	45.2
2002	0	0	4.4	0	22.0
2003	2	0	6.7	0	35.5
2004	0	0	2.1	0	10.4

Tableau 20 : Tendance de l'indice des événements liés au rayonnement par centrale

Centrale	Indice des événements liés au rayonnement				
	2000	2001	2002	2003	2004
Bruce-A	0	0	0	0	0
Bruce-B	0	17.2	13.2	0	5
Darlington	0	0	0	0	0
Pickering-A et Pickering-B	12.4	0	8.8	0	5.4
Gentilly-2	22.2	27.0	0	35.5	0
Point Lepreau	12.8	1.0	0	0	0

2.8 SÉCURITÉ DES SITES

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » pour toutes les centrales nucléaires est documentée dans un rapport séparé (protégé) (CMD 05- M31.A).

2.9 GARANTIES

En 2004, le personnel de la CCSN a estimé que tous les titulaires de permis répondaient aux exigences relatives aux *garanties*. Tous les rapports exigés par l'AIEA ont été produits à temps. Tous les titulaires de permis ont collaboré avec l'AIEA pour mener à bon terme les activités liées aux inspections courantes, y compris la vérification des renseignements sur la conception, la vérification simultanée annuelle de l'inventaire physique, l'accès complémentaire et les installations d'équipement. Ils ont répondu rapidement aux questions soulevées et corrigé les problèmes relevés.

Suite à un examen du système de cotation des programmes de *garanties* et de leur mise en œuvre à toutes les centrales, la plupart des cotes ont été changées de « A » à « B ». Le personnel de la CCSN a acquis plus d'expérience dans l'application de ce système de cotation et a eu

l'opportunité de comparer l'approche suivie pour chacun des domaines de sûreté. Après reconsidération, on a jugé que les programmes de *garanties* et leur mise en œuvre répondaient aux exigences et attentes pertinentes, plutôt que d'y être supérieurs. Par conséquent, on considère que la cote « B » est la plus appropriée pour le programme et sa mise en œuvre à toutes les centrales. Ceci est un changement à des fins d'uniformisation seulement et il ne reflète pas de lacunes ou une baisse de rendement des centrales.

2.10 CONCLUSION

L'examen du domaine de sûreté « exploitation » corrobore la conclusion que les centrales nucléaires canadiennes ont été exploitées de manière sûre en 2004. Les données sur les IR des centrales ont apporté des preuves additionnelles en appui à cette conclusion. Les examens des programmes des huit autres domaines de sûreté ont confirmé que les titulaires de permis possédaient des programmes de suffisamment bonne qualité pour contribuer à une exploitation sûre des centrales nucléaires en 2004.

Les cotes attribuées aux divers domaines de sûreté et programmes des titulaires de permis sont récapitulées dans les trois tableaux qui suivent. Le tableau 21 montre la partie « programme » des cotes pour chacun des domaines de sûreté. Le tableau 22 montre la partie « mise en œuvre » de ces cotes. Dans les deux tableaux, les cotes provenant des deux derniers rapports annuels sont également indiquées à titre comparatif. Le tableau 23 présente à nouveau toutes les cotes attribuées en 2004 pour tous les domaines de sûreté, ainsi que les cotes pour chacun des programmes de ces domaines de sûreté.

Le nombre relativement faible de cotes « C » au tableau 21, comparativement au tableau 22, laisse supposer que les titulaires de permis possèdent des programmes adéquats pour les divers domaines de sûreté mais qu'ils ne sont pas toujours mis en œuvre adéquatement. Tel qu'illustré par le plus petit nombre de cotes sur fond de couleur différente au tableau 21 qu'au tableau 22, il est aussi vrai que les cotes programme des titulaires de permis ne varient pas aussi souvent que les cotes mise en œuvre. Faisant abstraction des changements de cotes pour le domaine « *garanties* » (ils sont le résultat d'une uniformisation de la cotation plutôt qu'un reflet d'un vrai changement du rendement des titulaires de permis), le tableau 22 montre que, dans l'ensemble des centrales nucléaires en 2004, il y a eu plus d'amélioration que de détérioration de la mise en œuvre des programmes.

Comme au cours des années précédentes, les centrales nucléaires avaient toujours des programmes adéquats dans les domaines « protection de l'environnement » et « *garanties* ». À l'exception d'une centrale dans chacun des cas, les domaines de sûreté « préparation aux situations d'urgence » et « radioprotection » constituaient pour les centrales nucléaires des points forts, dignes de mention.

En 2004, des changements importants ont été apportés au domaine de sûreté « assurance du rendement » qui demeure le domaine le plus faible aux centrales nucléaires. Tous les titulaires de permis ont continué leurs efforts ayant pour but l'élaboration, le maintien et la mise en œuvre de programmes adéquats en matière de gestion de la qualité, de facteurs humains ainsi que de formation, examen et accréditation. Bien qu'on ait réalisé des progrès à certaines centrales quant à certains programmes, des efforts additionnels sont requis avant que ces programmes répondent à toutes les exigences et qu'ils soient mis en œuvre adéquatement à toutes les centrales. En général, en 2004, le programme « gestion de la qualité » est demeuré une faiblesse aux centrales à tranches multiples tandis que le programme « facteurs humains » l'a été aux centrales à une seule tranche.

Tableau 21 : Tendances des cotes « programme » pour les neuf domaines de sûreté d'après les rapports annuels

Domaine de sûreté	Année du rapport	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Exploitation	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	B	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Assurance du rendement	2002	B	B	B	B	B	C	C
	2003	B	B	B	B	B	C	C
	2004	B	B	B	B	B	C	B
Conception et analyse	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	C	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	B	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Préparation aux situations d'urgence	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	A	A	A	A	A	A	A
	2004	A	A	A	A	A	A	A
Protection de l'environnement	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	B	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Radioprotection	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	B	B	A	B	B	A	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Sécurité des sites	2002	protégée						
	2003							
	2004							
Garanties	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	A	A	A	A	A	A	A
	2004	B	B	B	B	B	B	B

Les cotes « programme » qui, en 2004, ont changé depuis le rapport annuel 2003 sont sur fond de couleur différente.

Légende:

A = Supérieur aux exigences	B = Répond aux exigences	C = Inférieur aux exigences	D = Très inférieur aux exigences	E = Inacceptable
-----------------------------	--------------------------	-----------------------------	----------------------------------	------------------

Tableau 22 : Tendances des cotes « mise en œuvre » pour les neuf domaines de sûreté d’après les rapports annuels

Domaine de sûreté	Année du rapport	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Exploitation	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	C	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Assurance du rendement	2002	C	C	C	B	C	C	C
	2003	B	B	C	C	B	C	C
	2004	B	B	B	B	B	C	B
Conception et analyse	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	C	B	B
	2004	B	B	B	B	C	B	B
Aptitude fonctionnelle de l’équipement	2002	C	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	B	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	C
Préparation aux situations d’urgence	2002	A	A	A	A	A	A	C
	2003	A	A	A	A	A	A	C
	2004	A	A	A	A	A	B	C
Protection de l’environnement	2002	B	B	B	B	B	B	B
	2003	B	B	B	B	B	B	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B
Radioprotection	2002	B	B	B	B	B	C	B
	2003	B	B	B	B	B	C	B
	2004	B	B	B	B	C	B	B
Sécurité des sites	2002	protégée						
	2003							
	2004							
Garanties	2002	A	A	A	A	A	A	A
	2003	A	A	A	A	A	A	B
	2004	B	B	B	B	B	B	B

Les cotes « mise en œuvre » qui, en 2004, ont changé depuis le rapport annuel 2003 sont sur fond de couleur différente.

Légende:

A = Supérieur aux exigences	B = Répond aux exigences	C = Inférieur aux exigences	D = Très inférieur aux exigences	E = Inacceptable
-----------------------------	--------------------------	-----------------------------	----------------------------------	------------------

Tableau 23 : Tableau récapitulatif des cotes « programme » et « mise en œuvre » pour tous les domaines de sûreté et programmes

Domaine de sûreté / Programme	P ou M	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Exploitation	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Gestion de l'organisation et de la centrale	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	C	B	B
Conduite des opérations	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Santé et sécurité au travail (non radiologique)	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Assurance du rendement	P	B	B	B	B	B	C	B
	M	B	B	B	B	B	C	B
Gestion de la qualité	P	C	C	B	B	B	B	B
	M	B	B	C	C	C	B	B
Facteurs humains	P	B	B	B	B	B	C	C
	M	B	B	B	B	B	C	C
Formation, examen et accréditation	P	B	B	B	B	B	C	B
	M	B	B	B	B	B	C	B
Conception et analyse	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	C	B	B
Analyse de la sûreté	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Questions de sûreté	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Conception	P	B	B	B	B	B	B	C
	M	B	B	B	B	C	B	C
Aptitude fonctionnelle de l'équipement	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	C
Entretien	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	C	B	B
Intégrité structurale	P	B	B	B	B	B	B	C
	M	B	B	B	B	B	B	C
Fiabilité	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Qualification de l'équipement	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	C	B	B	B	C

Domaine de sûreté / Programme	P ou M	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau
		A	B		A	B		
Préparation aux situations d'urgence	P	A	A	A	A	A	A	A
	M	A	A	A	A	A	B	C
Protection de l'environnement	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B
Radioprotection	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	C	B
Sécurité des sites	P	protégée						
	M	protégée						
Garanties	P	B	B	B	B	B	B	B
	M	B	B	B	B	B	B	B

Les cotes « C » sont sur fond de couleur différente.

ANNEXE A GLOSSAIRE

Ces termes sont en italique lorsqu'ils sont utilisés dans le texte.

Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)

Organisme des Nations Unies qui, entre autres choses, établit et administre des *garanties* pour veiller à ce que les États respectent leurs engagements d'utiliser l'énergie nucléaire à des fins pacifiques. L'AIEA fournit aussi une tribune internationale pour la coopération scientifique et technique dans le domaine de la sûreté nucléaire.

Analyse des causes fondamentales

Analyse objective, structurée, systématique et exhaustive visant à déterminer les raisons intrinsèques d'une situation ou d'un événement en tenant compte de l'importance de l'événement sur le plan de la sûreté.

Approche systématique à la formation

Évolution logique depuis la définition des besoins en formation et des compétences nécessaires pour effectuer un travail jusqu'à l'élaboration et à la mise en oeuvre du programme de formation permettant d'acquérir ces compétences, ainsi qu'à l'évaluation subséquente de ce programme de formation.

Baisse contrôlée de puissance

Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux lent en cas de problème. Le système de *baisse contrôlée de puissance* (BCP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Commission

Personne morale établie aux termes de la LSRN, composée d'au plus sept membres nommés par le gouverneur en conseil, qui a pour mission de :

- régler le développement, la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire, ainsi que la production, la possession, l'utilisation et le transport des substances nucléaires;
- régler la production, la possession et l'utilisation de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés;
- mettre en oeuvre au Canada les mesures de contrôle international du développement, de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie et des substances nucléaires, notamment celles qui portent sur la non-prolifération des armes nucléaires et engins explosifs nucléaires;

- d'informer le public, sur les plans scientifique, technique ou en ce qui concerne la réglementation du domaine de l'énergie nucléaire, sur les activités de la CCSN et sur leurs conséquences pour la santé et la sécurité des personnes et pour l'environnement.

Défaillance grave de système fonctionnel

Défaillance d'un système fonctionnel, d'un composant ou d'une structure :

- a) qui provoque une défaillance systématique du combustible ou produit un rejet important d'une centrale nucléaire, ou
- b) qui pourrait provoquer une défaillance systématique du combustible ou produire un rejet important si aucun des *systèmes spéciaux de sûreté* n'entre en fonction.

Document aux commissaires (CMD)

Document préparé par le personnel de la CCSN, les promoteurs et les intervenants pour les fins d'une audience ou d'une réunion de la *Commission*. Chaque CMD se voit attribuer un numéro d'identification particulier.

État d'arrêt garanti

Méthode qui vise à assurer la mise à l'arrêt du réacteur. Elle comprend l'ajout au modérateur d'un absorbeur de neutrons, qui les retire donc de la réaction en chaîne de fission, ou l'évacuation du modérateur du réacteur.

Fermeture temporaire

Configuration spéciale de la centrale qui permet d'éviter que ses systèmes et composants ne se dégradent pendant une période d'arrêt prolongé.

Garanties

Un programme international de surveillances et d'inspections effectuées par l'AIEA. Les garanties nous assurent que le matériel nucléaire à la centrale n'est pas utilisé à des fins non pacifiques.

Générateur de vapeur

Échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'eau lourde (caloporteur) à l'eau ordinaire. L'eau ordinaire bout et produit ainsi de la vapeur qui actionne la turbine. Les tubes du générateur de vapeur séparent le caloporteur du réacteur du reste du système de production d'énergie électrique.

Inspection de type I

Un audit ou une évaluation effectué par le personnel de la CCSN.

Inspection de type II

Une inspection de l'équipement ou de systèmes ou une évaluation des pratiques d'exploitation effectuée par le personnel de la CCSN.

Limite opérationnelle dérivée

Limite qu'impose la CCSN à l'égard du rejet de substances radioactives par une installation nucléaire autorisée de manière à donner une assurance raisonnable que la limite de dose réglementaire ne sera pas dépassée.

Points à régler

Système de suivi numéroté qu'utilise le personnel de la CCSN pour contrôler les questions ou problèmes exigeant l'attention des titulaires de permis.

Qualification environnementale

Programme qui établit un ensemble intégré et exhaustif d'exigences qui donnent l'assurance que l'équipement essentiel peut fonctionner selon les critères établis même dans des conditions difficiles et qu'il peut maintenir cette capacité durant toute la durée de vie de la centrale.

Recul rapide de puissance

Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux rapide en cas de problème. Le système de recul rapide de puissance (RRP) fait partie du système de régulation du réacteur.

Système spécial de sûreté

Le système d'arrêt d'urgence no 1, le système d'arrêt d'urgence no 2, le système de confinement ou le système de refroidissement d'urgence du coeur d'une centrale nucléaire.

Tube de calandre

Tube qui traverse la calandre et sépare les *tubes de force* du modérateur. Chaque tube de calandre entoure un *tube de force*.

Tube de force

Tube qui, traversant la calandre, renferme 12 ou 13 grappes de combustible. De l'eau lourde sous pression circule dans ce tube et refroidit le combustible.

Tuyau d'alimentation

Le réacteur contient plusieurs centaines de canaux de combustible. Des *tuyaux d'alimentation*, placés à chaque extrémité des canaux de combustible, permettent d'amener l'eau lourde (caloporteur) dans les canaux de combustible aux générateurs de vapeur.

ANNEXE B

SIGLES

Ces acronymes sont également définis dans le texte lorsqu'ils sont utilisés pour la première fois.

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
AMEI	analyse meilleure estimation avec incertitude
AOSC	adjoint à l'opérateur de salle de commande
AQ	assurance de la qualité
AR	accident de référence
BA	barre d'arrêt
CAE	corrosion accélérée par l'écoulement
CCP	circuit caloporteur primaire
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
CMD	Document aux commissaires
COG	Groupe des propriétaires de CANDU
CSA	Association canadienne de normalisation
DG	dossier générique
EACL	Énergie atomique du Canada limitée
EAG	état d'arrêt garanti
Énergie NB	Énergie Nouveau-Brunswick
GPERCA	grosse perte de caloporteur
IR	indicateur de rendement
IST	ensemble d'outils normalisés de l'industrie
LSRN	<i>Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires</i>
OPG	Ontario Power Generation
OSC	opérateur de salle de commande
PERCA	perte de caloporteur
PSRUC	perte du système de refroidissement d'urgence du coeur
QE	qualification environnementale
RFS	rapport des faits saillants
RUC	refroidissement d'urgence du coeur
SAU	système d'arrêt d'urgence
SBL	système des barres liquides
SSC	structures, systèmes et composants
SUDFA	système d'urgence de décharge et de filtration de l'air
TC	tube de calandre
TF	tube de force
TSSA	Technical Standards and Safety Authority

ANNEXE C

SYSTÈME DE COTATION

Des cotes sont attribuées pour la conception du programme ainsi que pour le rendement de sa mise en oeuvre dans chaque domaine de sûreté, ainsi que pour chacun des programmes compris dans un domaine de sûreté donné.

A – Supérieur aux exigences
Une cote « A » est attribuée lorsque les domaines et programmes évalués respectent ou dépassent constamment les exigences et les attentes de la CCSN en matière de rendement. Le rendement est stable ou s'améliore. Les problèmes qui se posent sont réglés rapidement afin qu'ils ne constituent pas un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada.
B – Répond aux exigences
Une cote « B » est attribuée lorsque les domaines ou programmes évalués respectent la lettre ou les objectifs des exigences et des attentes de la CCSN en matière de rendement. On constate seulement un léger écart par rapport aux exigences ou aux attentes relatives à la conception ou à l'exécution des programmes, mais l'écart ne constitue pas un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada. En d'autres termes, on constate une certaine baisse par rapport aux exigences et aux attentes à l'égard de la conception et de l'exécution des programmes, mais on estime que les problèmes relevés posent seulement un risque faible quant au respect des exigences réglementaires et des attentes de la CCSN en matière de rendement.
C – Inférieur aux exigences
Une cote « C » est attribuée lorsque le rendement s'affaiblit et qu'il est inférieur aux attentes, ou encore que les domaines et les programmes évalués ne respectent pas la lettre ou les objectifs des exigences de la CCSN, au point qu'il existe un risque modéré que les programmes ne permettront pas de répondre aux attentes relatives à la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, à la protection de l'environnement, au maintien de la sécurité ou au respect des obligations internationales du Canada. Même si, à court terme, le risque de ne pas respecter les exigences réglementaires demeure faible, des améliorations doivent toutefois être apportées sur le plan du rendement ou des programmes pour que les lacunes relevées soient corrigées. Le titulaire (ou le demandeur) de permis prend les mesures voulues ou les a prises.
D – Très inférieur aux exigences
Une cote « D » est attribuée lorsque les domaines ou programmes évalués sont nettement inférieurs aux exigences, ou encore que l'on constate un rendement faible continu, à un tel point que des programmes complets sont compromis. Si des mesures correctives ne sont pas prises, il est fort probable que les lacunes relevées entraîneront un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada. Le titulaire (ou le demandeur) de permis ne règle pas les problèmes de façon efficace. Il n'a pas pris les mesures compensatoires nécessaires ou présenté un autre plan d'action.
E – Inacceptable
Une cote « E » est attribuée lorsqu'un domaine ou programme évalué manifeste clairement une absence de maîtrise, une insuffisance totale, une défaillance ou une perte de contrôle. Il est hautement probable que les problèmes relevés entraîneront un risque inacceptable pour la préservation de la santé et de la sécurité des personnes, pour la protection de l'environnement, pour le maintien de la sécurité ou pour le respect des obligations internationales du Canada. La CCSN sera intervenue ou interviendra, par exemple en rendant un ordre ou une ordonnance ou en prenant une mesure restrictive à l'égard du permis pour redresser la situation.

ANNEXE D

FAITS SAILLANTS AUX CENTRALES NUCLÉAIRES ET LES ACTIVITÉS DE SUIVI

Les descriptions de faits saillants sont regroupées par site et présentées en ordre chronologique. Toutes les dates citées sont en 2004, à moins d'indication contraire. La majorité de l'information provient de *documents aux commissaires* (CMD) intitulés « rapports des faits saillants » (RFS).

D.1 BRUCE-A ET BRUCE-B

D.1.1 Défaillance du compteur des grappes de combustible à Bruce

D.1.1.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M43)

Lors d'une inspection régulière de l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) en juillet pour vérifier l'équipement des *garanties* sous le contrôle de l'AIEA, le personnel de l'AIEA a découvert que le compteur des grappes de combustible utilisé ne fonctionnait plus, la défaillance étant survenue à un moment donné depuis la dernière inspection en avril. Le personnel de l'AIEA a réparé le compteur et demandé à Bruce Power d'effectuer une vérification physique de l'inventaire des grappes déchargées pendant cette période. Une fois la vérification terminée, le personnel de l'AIEA a confirmé que les exigences en vertu de l'entente sur les *garanties* étaient respectées.

D.1.2 Déclenchement du système d'arrêt d'urgence no 1 de la tranche 3 à Bruce-A

D.1.2.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M4)

Le 12 janvier, le réacteur était à 50% de la pleine puissance lorsqu'un déclenchement du système d'arrêt d'urgence no 1 (SAU#1) est survenu. Au moment du déclenchement, la puissance de la tranche 3 était limitée à 55% de la pleine puissance à cause d'essais relatifs à la physique du réacteur dans le cadre de la « phase C ». Ce déclenchement a été causé par une panne électrique de la pompe no 4 du circuit caloporteur principal (CCP). Une jonction de l'alimentation électrique du moteur de la pompe a fait défaut sur une des trois phases et la pompe s'est arrêtée. Ceci a entraîné un déclenchement du SAU#1 sur bas débit dans le CCP.

Au cours du transitoire, les systèmes de la tranche ont fonctionné tel qu'on les avaient conçus. Le 14 janvier, la tranche a été remise en service après que la jonction du moteur électrique de la pompe fut réparée.

D.1.2.2 Suivi (Référence : rapport d'étape CMD 04-M5)

Au moment du déclenchement, toutes les tranches étaient à l'arrêt, sauf les tranches 3 et 4. Plus tard au cours de cette journée, la tranche 3 a été mise à l'arrêt pour permettre la réparation d'un palier endommagé du turbo-alternateur.

D.1.3 Fuite de caloporteur suivi d'un arrêt de la tranche 3 à Bruce-A

D.1.3.1 Description de l'événement (Référence : renseignements additionnels au rapport d'étape CMD 04-M5)

Le 3 février, une fuite du CCP de la tranche 3 à Bruce-A s'est produite et la tranche a été mise à l'arrêt afin de pouvoir découvrir la source de cette fuite.

D.1.3.2 Suivi

On a confirmé que la fuite provenait de raccords Graylock. Les réparations ont été effectuées et la tranche a été remise en service.

D.1.4 Travail effectué dans la mauvaise tranche lors de l'arrêt de la tranche 4 à Bruce-A

D.1.4.1 Description de l'événement (Références : RFS CMD 04-M14 et transcription de la réunion de la *Commission* du 24 mars)

Le 13 mars, on mettait la tranche 4 à l'arrêt afin de réparer une fuite dans le joint d'étanchéité secondaire d'une pompe du CCP. Pendant la mise à l'arrêt, un opérateur s'est rendu à la tranche 3 (au lieu de la tranche 4) pour effectuer une manœuvre courante dans ces circonstances. Cette erreur a entraîné le déclenchement de la turbine de la tranche 3. Conformément à la conception, une *baisse contrôlée de la puissance* s'est produite et un empoisonnement du réacteur a suivi. Les deux tranches ont depuis été redémarrées et le personnel de la CCSN enquête sur la cause de cette erreur humaine.

D.1.5 Déclenchement du système d'arrêt d'urgence no 1 de la tranche 4 à Bruce-A

D.1.5.1 Description de l'événement (Référence : renseignements additionnels au RFS CMD 04-M43)

Le 6 novembre, à Bruce-A, suite à un essai régulier du SAU#2, un opérateur a accidentellement laissé une vanne ouverte entraînant un déclenchement du SAU#1 de la tranche 4. Ceci a entraîné une fuite de gadolinium des réservoirs d'injection de poison vers le modérateur ce qui a mené à un déclenchement du SAU#1 sur surpuissance neutronique. La tranche 4 a par la suite été remise en service à pleine puissance.

D.1.6 Détérioration des plaques de support des tubes des générateurs de vapeur de la tranche 8 de Bruce-B (Relaté initialement dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires, CMD 04-M30)

D.1.6.1 Suivi (Référence: rapport d'étape CMD 04-M5)

En novembre, les tranches 5, 6 et 7 ont été remises en service à haute puissance. Lors de l'arrêt planifié de la tranche 8, des inspections de la septième plaque de support, du côté secondaire du *générateur de vapeur* B04, ont révélé la présence d'érosion de la plaque plus importante que prévue. À la lumière de ces inspections, Bruce Power a élargi la portée de son programme d'inspection des générateurs de vapeur. Il était prévu de synchroniser la tranche au réseau le 22 janvier.

D.1.6.2 Suivi additionnel

Bruce Power a effectué les réparations nécessaires et pris les mesures requises pour traiter ce cas de dégradation. De plus, Bruce Power a présenté un plan préliminaire d'inspections en vue de mieux cerner ce genre de problème dans le futur. La tranche 8 a été remise en service.

D.1.7 Mise à l'arrêt de la tranche 5 à Bruce-B pour colmater une fuite

D.1.7.1 Description de l'événement (Référence: renseignements additionnels au rapport d'étape CMD 04-M5)

Le 31 janvier, la tranche 5 à Bruce-B a été mise à l'arrêt pour effectuer les réparations requises suite à une fuite du CCP, une fuite dans une vanne du SAU#2, et la corrosion d'un détecteur de flux horizontal du SAU#2. La tranche a été synchronisée au réseau en février.

D.1.8 Puissance maximale permise de la tranche 6 à Bruce-B

D.1.8.1 Description de l'événement (Référence: RFS CMD 04-M20)

Depuis le début des années 1990, la puissance des réacteurs de la centrale Bruce-B a été limitée à 90% de la pleine puissance afin d'établir une marge de sûreté suffisante en cas d'accidents peu probables (grosses pertes de caloporteur ou GPERCA). Bruce Power a modifié sa méthode de rechargement, passant d'un rechargement « contre le courant » du caloporteur à un rechargement « dans le sens du courant ». Il a été déterminé après analyses que ce changement procurait des marges de sûreté pouvant permettre d'augmenter la limite de puissance de 90 à 93% de la pleine puissance. Le 20 avril, le fonctionnaire désigné de la CCSN a permis à Bruce Power d'augmenter la puissance de la tranche 6 à 93% de la pleine puissance. Le 23 avril, Bruce Power a effectué cette augmentation de puissance.

D.1.9 Entretien planifié d'un transmetteur de débit de la tranche 6 à Bruce-B

D.1.9.1 Description de l'événement (Référence: RFS CMD 04-M35)

Les 18 et 19 août, Bruce Power effectuait l'entretien planifié du transmetteur de débit de la chaîne F de la tranche 6. Vingt minutes après que ce transmetteur ait été mis dans un état sûr en salle de commande, on a débranché par erreur en chantier le transmetteur de débit de la chaîne E. Le SAU#1 a déclenché sur débit faible dans les *tuyaux d'alimentation*. Un empoisonnement a eu lieu et la tranche s'est stabilisée dans l'état caloporteur chaud/puissance du réacteur nulle (-4,5 sur l'échelle logarithmique). On a ensuite réarmé le SAU#1 et la tranche a été synchronisée de nouveau au réseau le 22 août.

D.1.10 Fuite d'eau traitée chimiquement mais non radioactive à Bruce-B

D.1.10.1 Description de l'événement (Référence : CMD RFS 04-M43)

Lors du redémarrage de la tranche 7 à Bruce-B, le personnel de la centrale s'est aperçu qu'une fuite dans une vanne avait entraîné le déversement dans le lac d'une partie de l'eau du réservoir de stockage du système d'eau d'urgence (traitée chimiquement mais non radioactive). La fuite a été interrompue et évaluée. L'événement a été rapporté au ministère ontarien de l'Environnement de même qu'à la CCSN conformément à la norme d'application de la réglementation S-99 (rejet d'une substance dangereuse pouvant causer des dommages à l'environnement). Le ministère ontarien de l'Environnement s'est occupé de ce cas.

D.1.11 Dose interne à un opérateur à Bruce-B

D.1.11.1 Description de l'événement

Le 27 octobre, un opérateur a reçu une dose interne d'approximativement 4,8 millisieverts (480 mrem) due à une ingestion de tritium. L'opérateur portait des vêtements de protection inappropriés lorsqu'il a essuyé de l'eau du modérateur qui avait été renversée. Conformément à la norme d'application de la réglementation S-99, Bruce-B doit rapporter de tels événements à la CCSN lorsque la dose dépasse 200 mrem. La limite réglementaire annuelle prescrite par la CCSN est de 5000 mrem. Cet événement a été rapporté à la *Commission* à titre d'information.

D.1.12 Mise à l'arrêt de la tranche 8 à Bruce-B due à une manœuvre erronée de vannes

D.1.12.1 Description de l'événement (Référence : renseignements additionnels au RFS CMD 04-M43)

Le 10 novembre, la tranche 8 de Bruce-B a été mise à l'arrêt par des actions automatiques et manuelles suite à une manœuvre erronée de vannes dans la station de pompage qui a entraîné une

perte de vide au condenseur. La tranche 8 a par la suite été remise en service à pleine puissance. Des erreurs humaines ont été commises lors de cet événement ainsi que lors d'autres événements survenus à Bruce-A et Bruce-B. Le personnel de la CCSN surveille le suivi effectué par le titulaire de permis suite à ces événements. (voir les sections D.1.4, D.1.5 et D.1.9)

D.2 DARLINGTON

D.2.1 Remise en service de la tranche 2 de Darlington - Arrêt d'urgence et incident lié au système du gaz annulaire (Relaté initialement dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires CMD 04-M30)

D.2.1.1 Suivi additionnel

Le personnel de la CCSN a fait un suivi de la situation lors de l'arrêt de la tranche 2 en mars et a jugé que les changements aux procédures effectués pour régler ces problèmes étaient satisfaisants. De plus, en 2004, Darlington a apporté des améliorations à son instrumentation et a terminé la formation pertinente.

D.2.2 Fuite d'une soudure d'un tuyau d'alimentation à Darlington et Pickering (Relaté initialement dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires CMD 04-M30)

D.2.2.1 Suivi additionnel

OPG a ajouté des inspections de soudures de *tuyaux d'alimentation* à son plan de gestion du vieillissement de ces tuyaux. Les soudures de *tuyaux d'alimentation* qui étaient accessibles ont été inspectées en 2004. OPG prévoit inspecter 50 soudures pendant chacun des arrêts. Les techniques d'inspection pour détecter des fissures sur les soudures sont toujours en développement. Le logiciel servant à analyser les fuites provenant des armoires des *tuyaux d'alimentation* a été amélioré et on a complété les préparatifs afin d'installer un équipement plus perfectionné pour la détection des fuites.

D.2.3 Brèches dans les salles à l'épreuve de la vapeur à Darlington

D.2.3.1 Description de l'événement (Référence: RFS CMD 04-M43)

On a observé qu'un nombre de salles à l'épreuve de la vapeur avaient des brèches dont la surface était plus grande que celle ayant servi d'hypothèse pour fins d'analyse de la sûreté. Les salles à l'épreuve de la vapeur sont conçues de façon à s'assurer que l'équipement important pour la sûreté fonctionnera au cours d'accidents hypothétiques comme la rupture d'une conduite de vapeur ou d'eau d'alimentation.

En février, OPG a découvert que trois des salles à l'épreuve de la vapeur avaient des brèches plus grandes que celles ayant servi d'hypothèse pour l'analyse de la sûreté. Dans les mois qui ont suivi, OPG a découvert des brèches additionnelles dans d'autres salles. En septembre, en réponse au nombre grandissant de brèches, OPG a mis en œuvre un programme plus rigoureux d'inspections et d'entretien et a pris certaines mesures afin de réduire la probabilité et la gravité d'un événement possible.

Au premier novembre, des 283 salles à l'épreuve de la vapeur, 85 nécessitaient des réparations, 25 avaient été réparées, et six devaient toujours être inspectées. OPG avait assigné 140 travailleurs à ces inspections et réparations.

Ces événements ont été rapportés au personnel de la CCSN conformément aux exigences de leur permis d'exploitation.

Suite à une demande verbale du personnel de la CCSN, OPG s'est engagée par écrit auprès de la CCSN à ce que, dans les tranches en service, les salles à l'épreuve de la vapeur ayant la plus grande importance pour la sûreté soient inspectées et les réparations requises effectuées avant le 9 novembre. La tranche 3, alors à l'arrêt comme prévu, ne serait pas redémarrée avant que ses salles à l'épreuve de la vapeur ne soient inspectées et réparées au besoin.

Le personnel de la CCSN a rencontré le personnel d'OPG à plusieurs reprises et surveillé le progrès de ces travaux.

D.2.3.2 Suivi initial (Référence: RFS CMD 04-M43.A)

À OPG, les inspections des salles à l'épreuve de la vapeur et les réparations des brèches importantes ont progressé de façon appréciable. Cependant, le 7 novembre, on avait réalisé que les réparations aux salles des tranches 1 et 4 ne seraient pas terminées d'ici le 9 novembre. Par conséquent, OPG a mis à l'arrêt ces deux tranches.

Le 9 novembre, toutes les salles à l'épreuve de la vapeur des tranches 0, 2 et 3 avaient été inspectées et toutes les brèches importantes avaient été réparées. On s'attendait à ce que les réparations aux tranches 1 et 4 soient terminées quelques jours plus tard. Il était prévu de redémarrer toutes les tranches à l'arrêt lorsque les réparations de même que les essais et inspections subséquents auraient été complétées.

Le groupe d'ingénierie d'OPG a effectué une inspection indépendante de 40 salles pour confirmer l'efficacité du programme de détection des brèches. OPG a fait enquête sur les différentes méthodes pour mesurer le taux de fuite des salles à l'épreuve de la vapeur afin d'obtenir une confirmation plus décisive que toutes les brèches importantes avaient été découvertes et réparées. De plus, OPG a effectué approximativement 150 essais non destructifs et 10 essais destructifs des réparations afin de procurer une assurance additionnelle de la robustesse des réparations.

Le personnel de la CCSN a surveillé activement les progrès réalisés par OPG dans ce dossier. Pour ce faire, il a observé certaines des premières inspections et d'autres inspections effectuées dans le cadre de vérifications indépendantes ou pour vérifier des réparations, ainsi que des essais destructifs et non destructifs de réparations. De plus, le personnel de la CCSN a participé aux réunions quotidiennes d'OPG à ce sujet.

D.2.3.3 Suivi (Référence : renseignements additionnels au RFS CMD 04-M43)

À Darlington, toutes les inspections et réparations des salles à l'épreuve de la vapeur ont été complétées. Les tranches 1, 2 et 4 sont maintenant en service à haute puissance. On procède actuellement à la remise en service de la tranche 3.

D.2.3.4 Suivi additionnel

Le 16 décembre, un essai pilote de la mesure du taux de fuite d'une salle à l'épreuve de la vapeur a été effectué avec succès démontrant ainsi la validité de la méthode proposée par OPG. On prévoit effectuer au printemps 2005 un essai pour une salle plus grande et ayant une configuration plus irrégulière. Une inspection de l'AQ en ce qui concerne ces essais est aussi prévue en 2005.

D.2.4 Baisse de la production de la tranche 2 à Darlington

D.2.4.1 Description de l'événement (Référence: renseignements additionnels au rapport d'étape CMD 04-M5)

Une défaillance d'un chariot d'une machine à combustible a empêché le rechargement du réacteur et occasionné une baisse de la puissance de la tranche 2 à Darlington jusqu'à 59% de la pleine puissance. Le personnel d'OPG enquêtait sur la façon d'effectuer la réparation du chariot.

D.2.4.2 Suivi initial (Référence: Compte-rendu de la réunion de la *Commission* du 24 mars)

Une défaillance d'un chariot dans la voûte de transfert des machines à combustible avait forcé une baisse de la puissance de la tranche 2 jusqu'à 59% de la pleine puissance. Cette défaillance empêchait le rechargement et il était ainsi impossible de maintenir la réactivité à un niveau permettant le fonctionnement à pleine puissance. Le chariot a été réparé, la machine à combustible a été remise en service et la tranche a été ramenée à pleine puissance.

D.2.4.3 Suivi additionnel

Tous les chariots sont maintenant inspectés lors des arrêts des tranches.

D.3 PICKERING-A ET PICKERING-A

D.3.1 Panne du système des barres liquides de la tranche 4 à Pickering-A

D.3.1.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M35A)

Le 20 juillet, tenant compte d'un bris d'équipement du système des barres liquides (SBL) couplé à un problème intermittent de ce système survenu préalablement, OPG a jugé que ce système n'était plus fiable. La tranche 4 a été mise à l'arrêt et, conformément aux manuels d'exploitation, le SAU a été déclenché manuellement. L'équipement défectueux a été remplacé et la tranche a été remise en service le 5 août. Les efforts pour déterminer la cause du problème intermittent se poursuivent et des mesures atténuantes ont été prises pour minimiser le risque d'un transitoire dans cette tranche.

D.3.1.2 Suivi additionnel

OPG continue de s'occuper des défaillances d'équipement en inspectant et remplaçant les diaphragmes des vannes et en installant des instruments de surveillance additionnels. L'enquête se poursuit également afin de déterminer la cause fondamentale du problème intermittent du SBL (indications inexactes du niveau des zones liquides) et de trouver des mesures correctives pouvant prévenir la répétition de ce problème à long terme.

D.3.2 Indisponibilité du système de refroidissement d'urgence du coeur à Pickering-A

D.3.2 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 05-M4)

Le 24 novembre, lors de vérifications courantes, OPG a découvert qu'un disjoncteur parasismique était ouvert. Ceci signifiait qu'une vanne du refroidissement d'urgence du coeur (RUC) ne pouvait fonctionner et, par conséquent, que ce *système spécial de sûreté* avait été indisponible pendant quelques heures. L'examen initial a révélé qu'un commutateur avait été accroché par inadvertance entraînant l'ouverture du disjoncteur. Une barrière a été installée autour du commutateur. Le personnel de la CCSN considère qu'OPG a pris des mesures correctives appropriées pour prévenir une répétition de cet événement.

D.3.3 Qualification environnementale à Pickering-A

D.3.3.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 05-M4)

Le 24 novembre, suite à un examen de l'expérience à Darlington de l'utilisation des barrières coupe vapeur (voir la section D.2.3), OPG a effectué une évaluation approfondie et conclu à des dégradations de barrières coupe vapeur à Pickering-A, sur un mur à proximité des tranches 3 et 4. On a déterminé que les cages d'escalier des tranches 3 et 4 devaient être renforcées et les réparations ont été complétées.

D.3.4 Perte de catégorie IV à la tranche 4 de Pickering

D.3.4.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 05-M4)

Le 9 décembre, lors de la remise en service de la tranche 4 suite à un arrêt, la puissance avait atteint 87% de la pleine puissance. Il s'est alors produit une perte d'alimentation électrique de catégorie IV qui a provoqué un déclenchement du réacteur. La tranche a été mise à l'arrêt de manière sûre, l'alimentation électrique de catégorie IV a été rétablie après approximativement 22 minutes, et la tranche a été placée en *état d'arrêt garanti* (EAG).

On a déterminé que la perte d'alimentation électrique de catégorie IV était due à la défaillance d'une ligne de transmission entre la tranche 4 et un poste de transformateurs d'Hydro One au moment où l'autre ligne avait été mise hors service afin d'effectuer un essai de nouvelles génératrices. Un défaut intermittent à la terre d'une phase de l'excitatrice a produit des arcs électriques visibles et de la fumée.

Il n'y a pas eu de feu mais la caserne des pompiers locale a néanmoins répondu à l'alarme. Le personnel de la CCSN juge que le personnel de la tranche et celui d'OPG ont bien réagi lors de l'événement.

D.3.4.2 Suivi

OPG et le personnel de la CCSN continuent d'examiner la réaction des systèmes électriques suite à cette perte d'alimentation afin de déterminer les causes des pannes d'équipement qui ont compliqué l'événement.

D.3.5 Arrêt d'urgence de la tranche 4 à Pickering-A

D.3.5.1 Description de l'événement (Référence: compte-rendu de la *Commission* du 12 janvier 2005)

Le 24 décembre, un arrêt d'urgence de la tranche 4 a eu lieu en raison du taux logarithmique des paramètres neutroniques du SAU. Le transitoire dans cette tranche a commencé par la défaillance d'un fusible de 120 volts. Ceci a causé la perte du dispositif de commande des gicleurs de la calandre qui a entraîné la fermeture des vannes d'entrée de la calandre. Une baisse du niveau dans la calandre a donc suivi. Le système de régulation du réacteur a alors initié une *baisse contrôlée de puissance* sur bas niveau dans la calandre. Ensuite, un arrêt d'urgence de la tranche 4 a eu lieu en raison du taux logarithmique des paramètres neutroniques du SAU. Le fusible en question a été remplacé et la tranche a été remise en service à haute puissance.

D.3.6 Arrêt de la tranche 8 à Pickering-B en raison d'une défectuosité de l'alimentation électrique sans coupure

D.3.6.1 Description de l'événement (Référence: renseignements additionnels au rapport d'étape CMD 04-M5)

Le 26 janvier, la tranche 8 à Pickering-B a été mise à l'arrêt afin de réparer une défectuosité de l'alimentation électrique sans coupure. La tranche a été ramenée en puissance au cours de la fin de semaine du 1^{er} février. Cependant, par la suite, des problèmes de la commande du niveau des générateurs de vapeur ont occasionné une *baisse contrôlée de puissance* suivie d'un empoisonnement du réacteur. Voir aussi la section D.3.7

D.3.7 Défaillance en position ouverte d'une vanne de contrôle du niveau des générateurs de vapeur de la tranche 8 à Pickering-B

D.3.7.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M14)

Le 3 février, pendant une rotation de routine d'une vanne de contrôle du niveau des générateurs de vapeur de la tranche 8, celle-ci a fait défaut en position ouverte. Un déclenchement de la turbine s'est produit en raison d'un haut niveau des générateurs de vapeur, la puissance du réacteur a été abaissée automatiquement et le réacteur a été arrêté pour effectuer l'entretien de la vanne.

D.3.7.2 Suivi

Les réparations ont été effectuées et la tranche a été synchronisée de nouveau au réseau en février.

D.3.8 Alerte en centrale à Pickering-B

D.3.8.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M14)

Le 1er mars, une alerte en centrale a été déclarée suite à une fuite d'hydrogène dans l'alternateur de la tranche 6. On était à mettre la tranche 6 à l'arrêt afin d'effectuer des réparations aux ventilateurs dans le bâtiment du réacteur quand la turbine a été déclenchée manuellement après qu'on eut remarqué des anomalies dans le fonctionnement de l'alternateur. On a alors découvert la fuite d'hydrogène dans l'alternateur. OPG a activé son centre de gestion du site afin d'appuyer les efforts de l'organisation de la centrale en réponse à cet événement et toutes les précautions nécessaires ont été prises afin d'éliminer tout risque au personnel et à la centrale, incluant la mise en œuvre des plans de contingence en cas d'incendie. Il n'y a pas eu de feu ou de blessure au personnel. On a fait enquête pour déterminer les causes des problèmes sur le turbo-alternateur.

D.3.8.2 Suivi initial (Référence: RFS CMD 04-M20)

Pendant la mise à l'arrêt de la tranche 6, on a remarqué des vibrations de l'alternateur et une baisse de la pression d'hydrogène a laissé croire à la présence d'une fuite. L'enquête qui a suivi a révélé qu'un arc électrique entre les barres conductrices, causé par la présence de corps étrangers, avait endommagé une boîte d'eau de refroidissement du stator de l'alternateur.

L'hydrogène fuyait dans le système de refroidissement du stator. Ce système est clos à l'exception d'un réservoir situé à un niveau plus élevé. On a découvert que ce réservoir avait débordé. Au cours de l'événement, par mesure de prudence, l'hydrogène a été vidangé à l'atmosphère. Une petite quantité d'hydrogène a fui par l'évent du réservoir d'appoint et s'est dissipée aux niveaux plus élevés du bâtiment de la turbine.

D.3.9 Dégradation du condenseur de purge à Pickering-B

D.3.9.1 Description de l'événement (Référence: mise à jour verbale du RFS CMD 04-M20)

Le 21 avril, le personnel de la CCSN a pris connaissance d'une dégradation du condenseur de purge du CCP. OPG n'a pas effectué le redémarrage jusqu'à ce que le personnel de la CCSN juge que la cause du problème avait été bien comprise et que des mesures appropriées avaient été prises afin de s'assurer que la tranche puisse être remise en exploitation de manière sûre.

D.3.10 Réaction à la panne majeure d'électricité de 2003 à Pickering-B

(Relaté initialement dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires CMD 04-M30)

D.3.10.1 Suivi (Références: RFS CMD 04-M20 et renseignements additionnels)

En avril, le personnel de la CCSN a remis à OPG son rapport d'une inspection indépendante des mesures prises pendant et après la panne majeure d'électricité en août 2003, à Pickering-B. Cette inspection a aussi examiné l'enquête menée par OPG à ce sujet et les mesures correctives déjà entreprises.

Le rapport de la CCSN reconnaît que pendant la perte majeure d'électricité, l'événement n'a pas entraîné de conséquences directes d'ordre nucléaire sur la sécurité du public ou des travailleurs. Néanmoins, le personnel de la CCSN a formulé 19 observations ayant rapport à la conception, l'entretien et la conduite des opérations de la centrale. Le rapport a aussi soulevé des lacunes dans l'enquête menée par OPG et dans les mesures correctives qu'elle a prises. Le personnel de la CCSN juge que ses observations constituent des faiblesses importantes de la défense-en-profondeur de la centrale face à ce type d'événement.

Le 22 mars, conformément à la section 12 (2) du Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaire, le personnel de la CCSN a exigé qu'OPG examine chacune des observations dans son rapport, évalue son impact sur la sûreté nucléaire, et propose un plan d'action, de même qu'un échéancier, pour régler les problèmes. OPG a reconnu la validité des lacunes soulevées dans le rapport et avait élaboré des plans pour régler les problèmes. Elle a présenté une réponse à ce rapport et le personnel de la CCSN l'examine actuellement. Entre temps, elle a pris des mesures afin d'améliorer la réaction des systèmes et les actions du personnel lors de tels événements à cette centrale.

D.3.10.2 Suivi additionnel (Référence: RFS CMD 05-M18)

Depuis novembre, OPG a apporté des améliorations au système d'eau de service en remettant à neuf toutes les pompes d'urgence à haute et basse pression de ce système de la tranche 7. On était en train de faire un entretien complet des mêmes pompes de la tranche 5 et on a prévu la même chose aux autres tranches lors des arrêts à venir.

OPG a présenté des documents afin de démontrer que les systèmes d'eau de service sont aptes à répondre à toutes les exigences de capacité. Elle a aussi soumis des plans d'action, incluant mesures à prendre et échéanciers, relativement à la conception, le fonctionnement, la surveillance, l'entretien, et l'analyse de la sûreté de l'eau de service. Tout en continuant de surveiller les mesures d'amélioration pertinentes, le personnel de la CCSN examine actuellement ces plans afin de confirmer qu'ils pourront régler les problèmes qui restent concernant l'eau de service et l'eau d'incendie.

D.3.11 Interruption de la purge lors d'un redémarrage à Pickering-B

D.3.11.1 Description de l'événement (Référence: transcription de la réunion de la *Commission* du 12 janvier 2005)

Le 31 décembre, pendant le redémarrage de la tranche 7 suite à un arrêt planifié pour entretien, il s'est produit une interruption de 20 secondes de la purge du CCP pendant qu'on mettait en service le condenseur de purge du système caloporteur. Ceci a entraîné une fluctuation de la pression du CCP et un déclenchement du SAU#1 en raison d'une haute pression dans ce circuit. L'interruption de la purge a été occasionnée par une vanne qui ne s'est pas ouverte comme elle aurait dû selon la conception. La logique de commande de la vanne a été réparée et la tranche a été remise en service à haute puissance.

D.4 GENTILLY-2

D.4.1 Blocage des filtres à l'entrée du condenseur principal à Gentilly-2 (Relaté initialement dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires, CMD 04-M30)

D.4.1.1 Suivi additionnel

Hydro-Québec a répondu aux commentaires du personnel de la CCSN sur son rapport des faits saillants. Le personnel de la CCSN a examiné cette réponse et l'a trouvée acceptable, dans l'ensemble.

D.4.2 Arrêt de la centrale suite à une fuite d'hydrogène à Gentilly-2

D.4.2.1 Description de l'événement (Référence : CMD 04-M26)

La centrale a été mise à l'arrêt au début du mois de mai suite à la découverte d'une fuite d'hydrogène (le gaz de refroidissement de l'alternateur) vers le système d'eau déminéralisée qui refroidit le stator de l'alternateur. La fuite était due à un trou minuscule à un point de soudure d'un tuyau du système d'eau déminéralisée. La soudure a été réparée et le 30 mai, la centrale a été redémarrée.

D.4.3 Fuite de chlore à Gentilly-2

D.4.3.1 Description de l'événement (Référence : CMD 04-M35)

Le 10 août, une alarme indicative de la présence de chlore dans la salle de chloration de l'eau de circulation (EDC) a été déclenchée en salle de commande. Suite à celle-ci, une alerte sectorielle a été déclarée selon la procédure d'urgence intitulée «Alerte de chlore». Un recensement sectoriel a été effectué sans problème. La fuite, provenant du chlorateur de l'EDC, a été isolée et l'alerte sectorielle a pris fin. Le système EDC a pour but de refroidir le condenseur principal. Lors de cet événement, Gentilly-2 était à pleine puissance. Conformément à la norme d'application de la réglementation S-99, Hydro-Québec a préparé un rapport détaillé de l'événement à l'intention de la CCSN.

D.4.4 Arrêt non planifié du réacteur à Gentilly-2

D.4.4.1 Description de l'événement (Référence : CMD 05-M4)

À la lumière des résultats de nouveaux calculs de fluage des *tubes de force*, Hydro-Québec, par mesure de prudence, a mis Gentilly-2 à l'arrêt le 4 décembre. Selon Hydro-Québec, on avait tout récemment appris qu'une nouvelle modélisation donnait une probabilité importante (environ 30 %) qu'un des 380 *tubes de force* à l'intérieur du réacteur était en contact avec son *tube de calandre*.

Les inspections du *tube de force* en question ainsi que de trois autres tubes suspects n'ont révélé aucune ampoule. Après discussion de ces résultats avec le personnel de la CCSN, Hydro-Québec a débuté le redémarrage du réacteur le 16 décembre. Gentilly-2 a atteint sa pleine puissance deux jours plus tard.

D.5 POINT LEPREAU

D.5.1 Arrêt de Point Lepreau après avoir été touchée par des éclairs

D.5.1.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M35)

Le 9 juillet, Point Lepreau a été mise à l'arrêt après avoir été touchée par une série d'éclairs. Le réacteur était de retour à l'état critique le 11 juillet et l'alternateur a été synchronisé au réseau le 12 juillet.

D.5.2 Problèmes de la commande du système d'alimentation électrique d'urgence à Point Lepreau

D.5.2.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M43)

Lors de deux essais courants de démarrage effectués récemment, on a observé des problèmes de contrôle de la fréquence de la génératrice diesel no 2 du système d'alimentation électrique d'urgence. La génératrice diesel no 1 n'était pas disponible ayant été transportée à l'extérieur du site pour un entretien complet. Conformément aux exigences du permis d'exploitation de la centrale, la génératrice diesel no 2 ne pouvait pas demeurer indisponible pendant plus de 48 heures avant qu'il ne faille mettre le réacteur en EAG.

D.5.2.2 Suivi (Référence : RFS CMD 05-M4)

La génératrice diesel no 1 a été ramenée au site, réinstallée et déclarée disponible le 11 décembre.

D.5.3 Arrêt forcé de Point Lepreau dû à la défaillance d'une barre d'arrêt et une fuite de vapeur

D.5.3.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M43)

Le 2 octobre, un arrêt forcé s'est produit lorsqu'un module des barres d'arrêt (BA) du SAU#1 a fait défaut entraînant la chute d'une BA dans le cœur du réacteur. On a remplacé le module de commande en question et déclaré le SAU#1 disponible.

Le 4 octobre, pendant la remise en service, alors que le réacteur était à 35 % de la pleine puissance, un opérateur a découvert une fuite de vapeur près du collecteur principal de vapeur. La puissance de la centrale a été ramenée immédiatement à 0,1% et des inspections additionnelles ont révélé trois importantes fissures sur le collecteur des soupapes de vapeur du condenseur, du côté ouest. Le réacteur a été placé en EAG afin de permettre d'autres inspections, une expertise d'ingénierie, et des réparations. À la demande du personnel de la CCSN, ces travaux comprenaient un plus grand nombre d'inspections de tuyaux. On a terminé le travail sur les conduites de vapeur le 16 octobre et le personnel de la CCSN l'a jugé satisfaisant.

Pendant que le réacteur était en EAG, le personnel de Point Lepreau a mis hors service le SAU#1 afin d'effectuer l'entretien des modules de la logique de commande de toutes les BA. Le personnel du titulaire de permis a découvert un mode de défaillance dangereux ayant comme source un transistor des modules des BA. Ce mode de défaillance pouvait empêcher les BA de tomber dans le cœur.

Des nouveaux transistors ont été installés dans les modules des BA et le programme d'essais des BA a été élargi afin d'améliorer la capacité de détection des défaillances. Ce mode de défaillance était une lacune de la conception des centrales CANDU-6 mais celle-ci avait été réglée à Gentilly-2.

D.5.3.2 Suivi

La fuite du collecteur de vapeur a été attribuée à des fissurations par fatigue circonférentielle sur le dessus d'une soudure. Les fissures s'étaient agrandies sur une longue période de temps, et le collecteur n'avait pas été inspecté dans le cadre du programme d'inspections courantes pendant l'exploitation. Des inspections subséquentes ont révélé des fissures similaires sur deux autres conduites. Toutes les fissures ont été réparées avant de redémarrer le réacteur.

D.5.4 Entretien sur trois chaînes du système d'arrêt d'urgence no 1 à Point Lepreau

D.5.4.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M43.A)

Le 26 octobre, le personnel de Point Lepreau a effectué l'entretien des trois chaînes du SAU#1 sans avoir préalablement mis les chaînes touchées dans un état sûr. Cette intervention sur le SAU#1 a duré environ 11 minutes. Suite à l'entretien, les opérateurs ont aussi négligé de faire un essai de la fonction de déclenchement sur taux logarithmique du SAU#1 qui aurait pu être dérégulée par leur intervention. Le comportement des opérateurs était contraire à la ligne de conduite pour l'exploitation qui définit les exigences du permis concernant la conduite des opérations de la centrale. Spécifiquement, cette ligne de conduite exige que l'opérateur, avant d'effectuer l'entretien des systèmes comprenant plusieurs chaînes, les mette dans un état sûr et qu'il fasse un essai de chacune des chaînes avant de la remettre en service. Un examen effectué

subséquentement par le personnel de Point Lepreau a révélé que cet entretien avait causé une indisponibilité du SAU#1 en abaissant le seuil de déclenchement sur basse pression du CCP en deçà de son niveau acceptable.

Le 8 novembre, le personnel de la CCSN a rencontré la direction de Point Lepreau pour lui manifester ses inquiétudes concernant l'apparente prise de décision non prudente qui se dégage des actions de l'opérateur lors de cet événement. Le personnel de la CCSN prévoit faire une étude détaillée de l'évaluation des causes fondamentales qu'Énergie nucléaire NB doit soumettre.

D.5.5 Fissuration de tuyaux d'alimentation de sortie à Point Lepreau (Relaté initialement dans le rapport annuel 2003 sur les centrales nucléaires CMD 04-M30)

D.5.5.1 Suivi additionnel

Afin d'améliorer ses connaissances des causes de fissuration des *tuyaux d'alimentation* de sortie, Énergie NB a donné à contrat des essais destructifs de coudes à faible rayon provenant de huit *tuyaux d'alimentation* de sortie du réacteur. Lors d'une rencontre avec Énergie nucléaire NB en janvier 2005, on a informé le personnel de la CCSN de la découverte de fissures actives sur la surface externe des extradados des coudes de deux *tuyaux d'alimentation*. Le personnel de la CCSN estime que la présence de fissures à cet endroit constitue un problème très sérieux parce qu'il correspond au point où : 1) la paroi est initialement la plus mince (dû au processus de pliage utilisé lors de l'installation des *tuyaux d'alimentation*); et 2) on a observé pendant l'exploitation de l'usure additionnelle due à la corrosion accélérée par l'écoulement (CAE).

Pour évaluer ce problème, le personnel de la CCSN a tenu compte de l'information contenue dans deux récents rapports d'Énergie nucléaire NB.

- Se référant à des mesures prises en se servant d'un *tuyau d'alimentation* de rechange à Point Lepreau, Énergie nucléaire NB a déterminé que la résistance aux fractures des extradados est environ le quart de celle d'une partie droite du même tuyau. (La résistance aux fractures est un paramètre indicatif de la résistance des fissures à se propager.)
- Énergie nucléaire NB a réévalué sa capacité de détecter les fissures des *tuyaux d'alimentation* par l'entremise de ses inspections régulières pendant l'exploitation. Jusqu'à maintenant, Énergie nucléaire NB avait affirmé pouvoir détecter des fissures de 1mm de profondeur. Elle admet maintenant que sa limite est probablement au-delà de 2mm pour la détection de fissures sur la surface intérieure d'un tuyau. Afin de se situer, il faut se rappeler que l'épaisseur des extradados des coudes d'un certain nombre de *tuyaux d'alimentation* à Point Lepreau s'approche de la valeur minimale admissible de 2,7mm.

Le personnel de la CCSN estime que ces constatations soulèvent des questions très sérieuses en ce qui concerne l'intégrité structurale des *tuyaux d'alimentation* de sortie à Point Lepreau. Concrètement :

- la présence de fissures actives sur une partie des *tuyaux d'alimentation* sujets à l'usure due à la CAE, et où la résistance des fissures à la propagation est relativement faible, signifie un risque non négligeable de propagation aléatoire d'une fissure à travers la paroi pendant l'exploitation du réacteur;
- la profondeur minimale des fissures pouvant être détectées sur la surface interne des *tuyaux d'alimentation* en service (approximativement 2mm) est proche de la limite minimale de la paroi des extradados des *tuyaux d'alimentation* qui sont sujets à la CAE (2,7mm).

Tenant compte du nombre limité de fissures observées jusqu'à maintenant sur les extradados, du taux faible de propagation prévu lorsqu'une fissure se produit, et de son programme intensif d'inspections, Énergie nucléaire NB affirme que la présence de fissures sur les extradados ne constitue pas un risque déraisonnable pour l'exploitation sûre de Point Lepreau. Cependant, elle prévoit d'enlever, lors de l'arrêt en mai 2005, six *tuyaux d'alimentation* de sortie (où on s'attend à ce que l'usure due à la CAE excède 40%) et de faire des analyses destructives afin de détecter tout signe de fissuration sur la surface externe des extradados des coudes. Énergie nucléaire NB a aussi évalué les ultrasons comme moyen de détection de la présence de fissures sur les surfaces externes et déterminé qu'ils sont plus efficaces dans ce cas que pour la détection de fissures sur les surfaces internes. De plus, afin d'accroître la probabilité de détection de fissures sur les surfaces externes, Énergie nucléaire NB prévoit effectuer, lors de l'arrêt de 2005, des inspections additionnelles par courants de Foucault des *tuyaux d'alimentation* les plus minces.

D.6 TOUTES LES CENTRALES

D.6.1 Qualification environnementale de l'équipement

D.6.1.1 Description de l'événement (Référence : RFS CMD 04-M35)

Le 30 juin, l'article 7.1 du permis d'exploitation portant sur la *qualification environnementale* (QE) est entré en vigueur à toutes les centrales : «le titulaire de permis devra démontrer que tous les systèmes requis, incluant l'équipement, les composants, les barrières de protection et les structures dans l'installation nucléaire peuvent remplir leur rôle en matière de sûreté dans toutes les conditions environnementales définies dans les accidents de référence de l'installation nucléaire ».

Tous les titulaires de permis ont élaboré et mis en œuvre un programme de QE et se sont engagés à le maintenir à long terme. Ils se sont aussi engagés à suivre l'échéancier prévu pour régler le nombre limité d'anomalies qu'il reste à ce chapitre. Le personnel de la CCSN a conclu que les titulaires de permis avaient répondu aux attentes de la CCSN relatives à cet article du permis et confirmera cette conclusion par des inspections prévues à chaque site dans le cadre de son programme de conformité. Au cours de discussions continues avec les titulaires de permis et d'activités de promotion auprès d'eux, le personnel de la CCSN a trouvé, qu'à tous les sites, le personnel est considérablement plus conscient et plus connaissant des questions de QE et qu'il fait preuve d'un engagement plus grand à régler les problèmes dans ce domaine qu'au cours des quatre dernières années.

D.6.2 Incident à la centrale Mihama de Kansai Electric

D.6.2.1 Description de l'événement (Référence : mise à jour verbale du RFS CMD 04-M35)

Un accident fatal a eu lieu le 9 août du côté secondaire de la centrale Mihama de Kansai Electric au Japon. Le réacteur de cette centrale est du type à eau sous pression. Bien que les rapports préliminaires provenant de la compagnie indiquent qu'il n'y a pas eu de conséquences nucléaires, la rupture d'une conduite à haute pression a causé la mort de quatre travailleurs et en a blessé sept autres.

L'accident à Mihama était quelque peu semblable à un autre accident mortel survenu à la centrale Surry en Virginie au cours des années 1980. Cet accident avait donné suite à des travaux approfondis d'inspection, de recherche et de redressement, et les exploitants de centrales nucléaires partout dans le monde ont reconnu le besoin d'inspecter et surveiller en continu les conduites d'eau d'alimentation.

Des événements d'une telle gravité ne se sont jamais produits au Canada. Suite à l'incident survenu à Surry, on avait obligé les titulaires de permis à mettre en œuvre des programmes de surveillance et d'inspections. Après Mihama, le personnel de la CCSN a demandé aux titulaires de permis de confirmer que leurs programmes d'inspection tiendront compte de toute information qui émanera de l'enquête. Le personnel de la CCSN donnera suite à cette demande verbale par une communication écrite lorsque l'*analyse des causes fondamentales* de l'incident aura apporté des renseignements additionnels.

D.6.3 Rapport du *Toronto Sun* sur la validité des données sur les rejets radioactifs**D.6.3.1 Description de l'événement (Référence : information additionnelle au RFS CMD 04-M35)**

Le 14 septembre, le *Toronto Sun* a rapporté que des rapports internes d'OPG ont soulevé des doutes sur la validité des données sur les rejets radioactifs des centrales nucléaires de Darlington et Pickering. Pour le moment, le personnel de la CCSN estime que les rapports reçus d'OPG reflètent correctement les rejets des centrales qui, historiquement, ont été plus faibles que 1% des *limites opérationnelles dérivées*. Cependant, le personnel de la CCSN fait actuellement un suivi de cette affaire.

ANNEXE E

DOSSIERS GÉNÉRIQUES

E.1 DG 88G02 — Comportement de l'hydrogène dans les centrales nucléaires CANDU

Les pertes de caloporteur (PERCA) peuvent entraîner des rejets importants d' H_2 dans l'enceinte de confinement. La radiolyse de l'eau dans le circuit caloporteur principal en raison des champs de rayonnement provenant du combustible intact dans le cœur est reconnue comme la source principale d'hydrogène. La radiolyse de l'eau qui s'accumule dans l'enceinte de confinement en raison de la présence de radionucléides provenant de grappes de combustible endommagées peut aussi entraîner à long terme des rejets appréciables d'hydrogène. Aussi, dans certains scénarios de PERCA où le système de refroidissement d'urgence du cœur (RUC) est partiellement ou entièrement indisponible (PSRUC), on s'attend à ce que l'oxydation par la vapeur de la gaine du combustible surchauffée produise à court terme des rejets d' H_2 . Il a été démontré que les rejets d' H_2 les plus importants génèrent à long terme des mélanges de gaz inflammables et potentiellement explosifs qui couvrent entièrement des compartiments du confinement tandis que les rejets d' H_2 à court terme peuvent avoir des incidences locales semblables dans certaines régions des compartiments touchés. Des études de sensibilité portant sur les débits de circulation de vapeur dans le cœur après dépressurisation ont indiqué une progression des rejets d' H_2 et de radionucléides pour les débits dans les canaux de combustible inférieurs à 100 g/s, avec une pointe autour de 10 à 20 g/s.

À moins qu'une atténuation appropriée ne soit fournie, une question importante sur le plan de la sûreté est le défi que représentent pour l'intégrité des systèmes de confinement et des structures, systèmes et composants (SSC) nécessaires ou crédités à l'intérieur de l'enceinte de confinement suite à un accident, les grandes forces engendrées par la combustion et potentiellement, l'explosion des rejets d'hydrogène à long terme s'ils venaient à s'enflammer. Une autre question importante sur le plan de la sûreté est le défi que représente pour l'efficacité de l'enceinte de confinement et le rendement de ses SSC nécessaires/crédités suite à un accident, une *qualification environnementale* (QE) inadéquate, dans des conditions radiologiques hostiles et de combustion potentielle. L'atténuation des rejets d'hydrogène à long terme est également requise pour que la gestion des accidents graves (GAG) soit viable.

Le personnel de la CCSN a exprimé son inquiétude quant à la pertinence des mesures prises par les titulaires de permis pour régler cette question relative à l'enceinte de confinement. Hydro-Québec utilise maintenant l'approche déterministe défaillance double, tandis que les autres compagnies d'électricité ont adopté une approche essentiellement probabiliste. Les facteurs nécessitant une plus grande attention sont : (1) le besoin d'adopter pour les tranches remises à neuf une approche différente de celle utilisée pour les tranches approchant la fin de leur vie; (2) la cohérence du traitement des accidents graves; et (3) la cohérence entre les modifications

proposées et les fondements des permis des centrales actuelles. Le personnel de la CCSN finalise présentement sa position concernant l'approche à suivre afin d'atteindre un niveau optimal de protection de l'enceinte de confinement. Puisque le personnel de la CCSN a modifié son approche pour fermer ce DG, le rendement des titulaires de permis n'a pas été coté en 2004.

E.2 DG 90G02 — Refroidissement du coeur en l'absence de circulation forcée

La défaillance des pompes du circuit caloporteur primaire qui assurent la circulation forcée de l'eau dans le but de refroidir le combustible est une possibilité dans certaines séquences d'accident. L'évacuation de la chaleur résiduelle du combustible dans le réacteur vers les générateurs de vapeur repose alors sur la circulation naturelle du caloporteur. Les expériences de circulation naturelle réalisées aux Laboratoires Whiteshell d'Énergie atomique du Canada limitée (EACL) indiquent une détérioration du refroidissement dans certains canaux si l'inventaire du caloporteur est faible. Les résultats des expériences mettent en doute les prévisions de l'analyse de sûreté concernant l'efficacité de la circulation naturelle dans des conditions d'inventaire réduit. On a demandé aux titulaires de permis de déterminer les causes menant à la détérioration des conditions de refroidissement observée et, au besoin, de réviser leur analyse de sûreté ou d'apporter des modifications à la conception.

Le présent DG a été fermé avant 2004 pour tous les titulaires de permis, à l'exception d'Énergie NB. En 2004, le personnel de la CCSN a examiné l'analyse présentée par Énergie NB et conclu qu'elle répondait aux critères de fermeture de ce DG. Par conséquent, il a également été fermé pour Énergie NB.

L'analyse a révélé que le point de consigne de l'isolation des boucles devra possiblement être changé afin de tenir compte de certaines petites ruptures ayant une faible probabilité de se produire (celles comportant des défaillances additionnelles du RUC). Ceci déborde du cadre de ce DG et fait l'objet d'un suivi à titre de *point à régler* spécifique à la centrale.

Le rendement d'Énergie NB quant à ce DG est acceptable.

E.3 DG 91G01 — Efficacité des filtres après un accident

Lors de certains accidents hypothétiques, la dépressurisation de l'enceinte de confinement peut être requise pour réduire le risque de rejet non contrôlé de matières radioactives. Les titulaires de permis doivent démontrer que les filtres qui seraient utilisés peuvent accomplir leur fonction de conception et que les activités d'essais et d'entretien de ces filtres sont adéquates. Ce dossier couvre les filtres du système d'urgence de décharge et de filtration de l'air (SUDFA) et ceux d'autres systèmes qui sont crédités dans les analyses de la sûreté.

Ce DG est déjà fermé pour Hydro-Québec. Le personnel de la CCSN attend qu'Énergie NB présente un argument semblable à celui d'Hydro-Québec et décrive comment les conditions dans l'enceinte de confinement seraient stabilisées à long terme suite à ce genre d'accidents.

Avant 2004, Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power avaient fourni des renseignements additionnels afin de répondre aux critères de fermeture pour les filtres autres que ceux du SUDFA (ayant déjà réglé le cas des filtres du SUDFA) à Pickering-A, Pickering-B, Darlington, et Bruce-B. Les questions qui restaient ont été discutées et clarifiées en 2004. En juillet 2004, Bruce Power a présenté les analyses portant sur les filtres du SUDFA et les autres filtres pertinents à Bruce-A.

L'examen de cette information a permis de conclure que toutes les centrales d'OPG et de Bruce Power répondaient aux critères de fermeture du DG 91G01. Il a aussi fait ressortir un nombre d'actions qu'OPG et Bruce Power se sont engagées à effectuer. On considère que l'exécution avec succès de ces actions ne présente pas de difficultés particulières et qu'une surveillance adéquate des progrès réalisés peut être effectuée conjointement avec d'autres activités courantes. De plus, des questions relatives à une prolongation possible de la durée de vie des filtres au charbon ont aussi été abordées lors de la réunion du 30 avril 2004. Il a été convenu que toute prolongation de la durée de la vie des filtres au charbon sera effectuée de façon à s'assurer que l'efficacité des filtres utilisés suite à un accident n'est pas diminuée et que les marges de sûreté établies dans le DG 91G01 ne sont pas réduites. La surveillance des activités relatives à la prolongation de la durée de vie des filtres au charbon fait partie d'un autre projet.

Se référant à l'information qui précède, le DG 91G01 a été fermé pour Pickering-A, Pickering-B, Darlington, Bruce-A et Bruce-B. Globalement, le personnel de la CCSN était satisfait du travail effectué par OPG et Bruce Power pour fermer ce DG.

E.4 DG 94G02 — Incidence des conditions des grappes de combustible sur la sûreté du réacteur

On a observé que l'état de certaines grappes de combustible irradiées dans les réacteurs CANDU diffère de l'état prévu ou tenu pour acquis dans la documentation sur la conception, l'exploitation et l'analyse de sûreté. Les grappes de combustible en cause montrent des signes de dégradation supérieure à celle prévue, comme la fissuration des plaques d'extrémité, l'usure des coussins d'espacement, le flambage des éléments, l'usure de la gaine, l'usure des patins de support, la déformation de la gaine, la disparition de la couche CANLUB, l'oxydation du combustible défectueux et le rejet de produits de fission.

La détérioration des grappes de combustible dépend du réacteur, des canaux de combustible, de la conception et de la fabrication du combustible, ainsi que des conditions d'exploitation. Comme les modèles théoriques n'ont pas permis d'établir une corrélation adéquate entre

ces facteurs et les conditions du combustible, des inspections du combustible et des *tubes de force* (TF) sont nécessaires. En raison du nombre de facteurs dont dépend la détérioration, le programme d'inspections doit être élargi au-delà de l'inspection du combustible défectueux pour observer ces changements. En outre, la détérioration des grappes de combustible est parfois accompagnée d'usure de contact et de rayures des TF et peut dépendre d'autres phénomènes comme le fluage des TF.

Les effets de la détérioration des grappes sur la sûreté des réacteurs ne sont pas entièrement connus, en partie parce que le nombre de données expérimentales et les méthodes d'analyse de sûreté sont limités. C'est pourquoi il est important de surveiller la performance du combustible en effectuant des inspections et des examens du combustible, ainsi qu'une évaluation intégrée de l'information pertinente. En outre, les paramètres importants du combustible et des canaux de combustible ne sont pas connus. Bien que certaines inspections du combustible aient été réalisées et que les résultats aient été présentés à la CCSN, il est important que les titulaires de permis élaborent une méthode formelle ayant pour but de s'assurer que les conditions du combustible et des canaux de combustible sont connues et qu'on en tient compte.

Par conséquent, les titulaires de permis doivent :

- mettre en oeuvre un plan d'action ayant pour but d'éliminer la détérioration excessive du combustible et des canaux de combustible dans les canaux où les effets acoustiques sont les plus importants;
- mettre en oeuvre une méthode efficace, formelle et systématique d'intégration de la conception du combustible, des inspections du combustible et des canaux de combustible (in situ), des examens en laboratoire du combustible et des canaux de combustible, des recherches, des limites d'exploitation et de l'analyse de sûreté.

Ce DG a été fermé pour OPG et Bruce Power en 2001 et 2002 respectivement. Hydro-Québec a fourni des renseignements décrivant leur processus et demandant la fermeture de ce DG. Cette fermeture est assujettie aux réponses d'Hydro-Québec à des questions soulevées par le personnel de la CCSN. Au cours des dernières années, Énergie NB a élaboré un nouvel ensemble de processus de centrale et on s'attend à ce que ce DG soit fermé une fois que tous ces processus seront en place.

E.5 DG 95G01 — Interaction entre le combustible en fusion et le modérateur

Un blocage grave de la circulation dans un canal de combustible, ou une rupture par stagnation d'un *tuyau d'alimentation* d'entrée, pourrait potentiellement causer une fusion du combustible, une rupture de canal et l'éjection de combustible en fusion dans le modérateur. On ne sait pas si l'interaction entre le combustible en fusion et le modérateur pourrait endommager les tubes guides des barres d'arrêt et empêcher le système d'arrêt d'urgence no 1 (SAU#1) de fonctionner

correctement. Cela pourrait également endommager d'autres canaux de combustible, ou la cuve de la calandre elle-même.

Il existe une divergence d'opinions de longue date entre le personnel de la CCSN et les titulaires de permis et leurs consultants respectifs concernant la gravité d'une interaction entre le combustible en fusion et le modérateur. Cependant, depuis le premier trimestre de l'an 2000, les titulaires de permis ont amorcé un programme expérimental en vue de résoudre la question. Un groupe de trois experts indépendants spécialistes de l'interaction combustible/fluide de refroidissement a été mis sur pied dans le but d'examiner le programme expérimental et les critères de résolution proposés par l'industrie. Le personnel de la CCSN a accepté les recommandations finales de ce groupe et les critères de fermeture proposés par l'industrie.

Le personnel de la CCSN a aussi accepté l'échéancier du programme expérimental proposé par les titulaires de permis, qui montre que le programme expérimental devrait être terminé d'ici le troisième trimestre de 2005. Malgré certains délais dus à des défis techniques imprévus et des difficultés à obtenir l'approbation de la classification du centre d'essai, le premier des quatre essais prévus a été effectué avec succès en décembre 2004. Le personnel de la CCSN s'attend à recevoir des titulaires de permis, au premier trimestre de 2005, une mise à jour de l'échéancier des essais qui restent.

E.6 DG 95G02 — Défaillance des tubes de force entraînant une perte de modérateur

Habituellement, la notion de défaillances simple et double dans les analyses de sûreté requiert des analyses des événements initiateurs de même que des analyses d'événements initiateurs couplés à la défaillance de l'un des *systèmes spéciaux de sûreté*. Pour le scénario hypothétique d'une PERCA accompagnée d'une PSRUC, le système du modérateur a été crédité dans l'analyse comme une source froide. Le transfert de chaleur vers le modérateur est sensé s'effectuer par le biais d'un contact des TF avec les *tubes de calandre* (TC) suite à une déformation des TF causée par une surchauffe. Ce mode de transfert de chaleur a été accepté par le personnel de la CCSN, étant donné que le modérateur a été considéré indépendant des événements initiateurs hypothétiques et des défaillances du RUC. Cependant, les expériences laissent supposer qu'il est possible que le modérateur soit drainé pendant le scénario hypothétique suivant : rupture du TF, puis des soufflets des embouts, suivie d'une défaillance du TC, d'une rupture guillotine du TF déjà défectueux, de l'éjection des embouts et du drainage du modérateur. Cet événement hypothétique pourrait donner lieu à des dommages graves dans un grand nombre de canaux, avec des conséquences dépassant celles prévues dans le rapport de sûreté.

Dans un énoncé de position ayant rapport à ce DG, on a demandé aux titulaires de permis de fournir des propositions acceptables concernant un plan d'action, y compris des modifications possibles à la conception qui devraient être mises en oeuvre d'ici la fin de l'an 2000 et qui

auraient pour effet d'atténuer, ou à tout le moins de réduire considérablement l'impact des conséquences d'un tel événement.

Un plan d'action de l'industrie a été présenté au personnel de la CCSN en mai 2000. Dans ce plan, l'industrie a présenté une proposition de critères d'évaluation, incluant une méthode tenant compte des coûts et des avantages. Par la suite, le personnel de la CCSN a modifié l'énoncé de position afin de faire référence à la politique de la CCSN relative au recours à des arguments coûts-avantages, et de modifier les critères de fermeture et l'échéancier d'achèvement des travaux afin de tenir compte des discussions récentes entre le personnel de la CCSN et les représentants de l'industrie.

L'industrie a présenté les fondements de ses plans d'action conformément à l'énoncé de position révisé pour ce DG, et a demandé la fermeture du dossier. L'évaluation de cette présentation était en suspens mais, maintenant que l'élaboration des lignes directrices sur l'utilisation d'analyses des coûts et des avantages est suffisamment avancée, le personnel de la CCSN est sur le point d'examiner les mesures proposées par les titulaires de permis pour réduire le risque potentiel associé à cet événement hypothétique.

Dans le cadre de la remise à neuf de la centrale, Énergie NB étudie la possibilité de remplacer les TC actuels par des TC sans joint (plus résistants). Elle a soumis des documents décrivant les programmes de qualification et d'inspection des TC en 2004. Suite à l'examen de ces documents, le personnel de la CCSN a demandé qu'on tienne compte des forces générées par les coups de bélier liés à la rupture hypothétique d'un TF. Énergie NB s'était engagée à soumettre un rapport des résultats de l'analyse des coups de bélier à la CCSN avant octobre 2004 mais ceci a été retardé.

E.7 DG 95G04 — Incertitude relative à une réactivité positive due au vide - Traitement dans l'analyse des grosses PERCA

L'exactitude des calculs de l'effet du vide sur la réactivité est une question importante sur le plan de la sûreté dans les analyses d'accidents de référence (AR) mettant en cause des vides dans les canaux, particulièrement dans le cas des grosses PERCA (GPERCA). En 1995, le personnel de la CCSN a soulevé certaines préoccupations concernant le bien-fondé des preuves disponibles à l'appui des prévisions les plus probables concernant l'effet du vide sur la réactivité, et a par la suite demandé à tous les titulaires de permis de mettre en oeuvre un programme expérimental adéquat afin d'améliorer les analyses de sûreté connexes, et de prendre des mesures provisoires adéquates.

En 2001, le Groupe des propriétaires de CANDU a publié un rapport sur l'évaluation des erreurs relatives à l'effet du vide sur la réactivité dans les réacteurs CANDU. Ce rapport résumait les résultats du programme global de l'industrie mis en oeuvre pour traiter le DG 95G04. On a

conclu que le nouvel ensemble d'outils normalisés de l'industrie (IST) comportant une série de programmes informatiques sur la physique du réacteur surestime l'effet du vide sur la réactivité du combustible CANDU si on le compare aux mesures du réacteur de recherche ZED-2. Pour compenser ces erreurs, le rapport recommandait que des valeurs spécifiques propres à chaque type de combustible soient appliquées aux calculs de l'effet du vide sur la réactivité effectués par des programmes de physique du réacteur de l'IST dans des conditions d'exploitation de CANDU pour tous les niveaux d'appauvrissement du combustible. Cette valeur recommandée pour tenir compte de la surestimation de l'effet du vide sur la réactivité a été créditée dans les récentes analyses de sûreté des GPERCA avec la nouvelle série de programmes de physique du réacteur de l'IST.

L'acceptabilité de l'estimation des incertitudes dans la prévision de l'effet du vide sur la réactivité contenue dans les programmes de physique du réacteur de l'IST pour différentes conditions d'exploitation de CANDU a également été examinée dans une évaluation d'un groupe indépendant proposée par l'industrie. Le rapport du groupe a été terminé et publié en janvier 2003. L'industrie a examiné les recommandations qui ont été faites et a proposé des activités de recherche et développement pertinentes. La majorité de ces activités ont été complétées en 2004, et en décembre 2004, tous les titulaires de permis ont demandé que ce DG soit fermé. Le personnel de la CCSN examine actuellement l'information soumise.

E.8 DG 95G05 — Prévision de la température du modérateur

Lors de certaines GPERCA, l'intégrité des canaux de combustible dépend de la capacité du modérateur à agir comme source froide ultime. À mesure que les canaux chauffent, les TF gonflent et entrent en contact avec les TC. Les canaux de combustible demeurent intacts lors du contact si le modérateur à l'extérieur du TC est suffisamment froid pour assurer un bon transfert de la chaleur. Cependant, une défaillance des canaux peut se produire si la température du modérateur est trop élevée pour éviter l'assèchement de l'extérieur du TC suite au contact à l'intérieur avec le TF.

À la lumière des conséquences graves de la défaillance des canaux et des faibles marges de sûreté qui existent actuellement quant aux exigences relatives à la température du modérateur (ou sous-refroidissement du modérateur), le personnel de la CCSN a demandé que le programme informatique utilisé pour calculer la répartition de la température du modérateur soit validé par des essais intégraux de modérateur en trois dimensions (3-D).

Une équipe du secteur nucléaire composée de représentants de toutes les compagnies canadiennes d'électricité d'origine nucléaire a terminé l'essai 3-D en décembre 2001 à la satisfaction du personnel de la CCSN. Cet essai a été suivi par la validation du programme informatique MODTURC-CLAS par comparaison aux essais partiels et à l'essai intégral en 3-D.

En décembre 2004, l'équipe du secteur nucléaire a soumis un rapport sommaire décrivant le travail accompli et demandant la fermeture de ce DG. Le personnel de la CCSN examine actuellement ce rapport afin de confirmer que le programme informatique peut prévoir la distribution de la température du modérateur avec une précision acceptable.

E.9 DG 98G01 — Fonctionnement des pompes du circuit caloporteur primaire dans des conditions de circulation en deux phases

Le fonctionnement des pompes du circuit caloporteur primaire (CCP) dans les conditions suivant une PERCA peut compromettre l'intégrité des conduites du circuit caloporteur primaire, en raison de variations de pression de grande amplitude et de la vibration excessive des pompes. Dans le passé, une analyse portant sur la fatigue des conduites a été réalisée à l'aide d'une quantité limitée de données expérimentales obtenues lors d'essais en laboratoire. Les résultats de cette démarche étaient très sujets aux interprétations faites des données d'essais et de leur application au réacteur. Une réévaluation a été requise afin de représenter, de manière plus réaliste, le comportement des pompes et des conduites du circuit caloporteur primaire dans différentes conditions d'accident. Plus particulièrement, l'analyse de la fatigue des conduites du CCP a nécessité une mise à jour utilisant une fonction plus prudente. Ce DG a été fermé pour Bruce-B, Pickering, Darlington et Gentilly-2 avant 2003. Il a été fermé pour Point Lepreau en 2003 suite à l'examen de leur analyse de la fatigue des conduites du CCP lorsque celles-ci sont assujetties à des variations de pression générées par les pompes dans des conditions de circulation en deux phases.

Les résultats d'une réévaluation de l'intégrité des conduites de Bruce-A lorsque les pompes du CCP fonctionnent dans des conditions de circulation en deux phases ont été examinés par le personnel de la CCSN en 2003. On a demandé à Bruce Power d'effectuer des analyses additionnelles des contraintes exercées sur les conduites. Leurs résultats, incluant des changements possibles à la conception et à la conduite des opérations, ont été discutés informellement au cours d'une rencontre en juillet 2004. La demande de Bruce Power de fermer ce DG pour Bruce-A sera examinée après qu'un sommaire des résultats de ces analyses ainsi que les grandes lignes des mesures recommandées, et un échéancier de leur mise en œuvre, auront été reçus.

E.10 DG 98G02 — Validation des programmes informatiques utilisés aux fins des analyses de sûreté des centrales nucléaires

Dans le passé, le personnel de la CCSN a évalué les programmes informatiques des titulaires de permis ainsi que leurs méthodes d'analyse de sûreté et identifié plusieurs pratiques inadéquates au chapitre de la validation des programmes informatiques. Certains exemples de mauvaises pratiques sont notamment l'absence de méthode de gestion pour la validation des programmes informatiques, la piètre qualité de la documentation de la validation, l'applicabilité limitée de

la validation à cause de la portée restreinte des conditions dans les expériences de validation comparativement à l'analyse du réacteur, et l'évaluation inadéquate des incidences du détartrage dimensionnel et de certains phénomènes importants, parce qu'il n'existe aucune donnée de validation adéquate. Le personnel de la CCSN a conclu que ces pratiques inadéquates ont miné la confiance globale dans les résultats des analyses de sûreté.

L'industrie a répondu favorablement à ce DG en établissant une méthode de contrôle de la qualité visant à améliorer la validation des programmes informatiques, et en atteignant un niveau global de validation des données de départ pour un ensemble spécifique de programmes informatiques importants utilisés dans les analyses de sûreté. Ces efforts, une fois confirmés, sont considérés suffisants pour justifier la fermeture de ce DG, lequel a été fermé pour Bruce Power et OPG. Un audit d'Énergie NB a été effectué en 2003, et les résultats étaient satisfaisants. La fermeture de ce DG dépend de la compatibilité entre le programme à ce chapitre et le programme global d'assurance de la qualité (AQ) que Point Lepreau est en train d'élaborer. Des preuves à cet effet ont été soumises par Énergie NB à la fin de 2004. Un audit semblable d'Hydro-Québec aura lieu au cours du premier trimestre de 2005.

E.11 DG 99G01 — Assurance de la qualité des analyses de sûreté

La CCSN s'attend à ce que les titulaires de permis de centrales nucléaires conduisent leurs opérations conformément à un programme d'AQ. Ce programme comprend des exigences relatives à différentes activités liées à la sûreté, y compris les analyses de sûreté. L'acceptabilité de l'information liée à la sûreté établie par les analyses de sûreté dépend du degré de prudence observé dans les analyses. Elle repose également sur la crédibilité des outils et activités d'analyse (comme les programmes informatiques, les méthodes et les données utilisées). Les titulaires de permis doivent effectuer leurs analyses de sûreté d'une façon systématique, selon les principes de l'AQ afin qu'on accorde une confiance appropriée aux fondements du permis et aux limites d'exploitation sûre pour chaque centrale.

Le personnel de la CCSN s'est rendu compte d'un nombre grandissant de cas de mauvaises pratiques relatifs aux analyses de sûreté chez les titulaires de permis de centrales nucléaires dues à des mesures d'AQ inadéquates. Ces mauvaises pratiques ont été identifiées lors d'audits et d'évaluations. En 1999, la conclusion du personnel de la CCSN à l'effet que les lacunes de l'AQ des analyses de sûreté entraînaient une baisse de la confiance globale dans les résultats de l'analyse de sûreté a mené à l'ouverture de ce DG.

L'industrie a répondu en élaborant, selon les principes de l'AQ, un encadrement et des procédures liés à l'analyse de sûreté et en prenant des mesures visant à satisfaire tous les critères de fermeture pertinents. Ce DG a été fermé pour Bruce Power, et fait l'objet d'un examen pour les autres titulaires de permis. Les résultats d'un audit d'Énergie NB étaient satisfaisants, mais la fermeture de ce DG dépend de la compatibilité entre le programme à ce chapitre et le

programme global d'assurance de la qualité (AQ) qu'Énergie NB est en train d'élaborer. Les résultats d'un audit d'OPG ont aussi été satisfaisants, mais le personnel de la CCSN doit évaluer la compatibilité entre le programme à ce chapitre et le nouveau programme d'AQ adopté suite à la réorganisation d'OPG. Les résultats de l'audit prévu à Gentilly-2 au cours du premier trimestre de 2005 seront examinés avant d'envisager la fermeture de ce DG pour Hydro-Québec.

E.12 DG 99G02 — Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés aux fins des analyses de sûreté des réacteurs CANDU

Les titulaires de permis utilisent des méthodes et des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur pour appuyer la conception nucléaire, l'exploitation et la conformité par rapport aux limites d'exploitation sûre. Les exigences relatives à l'exactitude et à la validation de ces méthodes et de ces programmes sont rigoureuses à cause du rôle qu'elles ont à jouer dans la confirmation de l'exploitation sûre. Des données expérimentales récentes, ainsi que des examens de programmes informatiques clés, ont permis d'identifier plusieurs lacunes. Ces lacunes sont liées à des prévisions inexactes de paramètres clés dans des conditions d'accidents, à l'absence de validation adéquate et à un écart considérable entre les méthodes et programmes des titulaires de permis et l'état actuel des connaissances dans ce domaine. Ces lacunes ont eu un effet négatif sur la confiance globale envers les résultats des analyses de physique du réacteur, particulièrement en ce qui a trait aux analyses dont les marges de sûreté sont faibles.

Dans le cadre de ce DG, les titulaires de permis doivent mettre sur pied un programme structuré de remplacement des programmes informatiques de physique du réacteur. En février 2001, un projet de l'industrie ayant pour but d'analyser des pointes de puissance à la suite d'une GPERCA avec le nouvel ensemble de programmes de physique du réacteur a permis de prévoir des conséquences plus graves que celles qu'on retrouve dans les autres documents présentés antérieurement à l'appui d'une demande de permis. Pour atténuer les effets potentiels de cette situation, les titulaires de permis ont mis en place des limites d'exploitation plus restrictives, comme une limite relative à l'inclinaison du flux, des limites relatives à la pureté du modérateur et du caloporteur, et une limite relative à la charge de poison dans le modérateur pour compenser une augmentation des pointes de puissance prévue. Suite à l'imposition de ces restrictions, les titulaires de permis ont continué d'appliquer leurs programmes structurés en vue de remplacer les programmes informatiques de physique du réacteur.

Un rapport préparé par un groupe d'experts indépendants (voir DG 95G04) portait sur la pertinence des incertitudes estimées des paramètres clés prévues par les programmes. Deux titulaires de permis (Bruce Power et OPG) ont terminé un ensemble d'activités préétabli et déclaré que le nouvel ensemble d'outils normalisés relatif à la physique du réacteur était en service pour les futures analyses d'accident. Le nouvel ensemble d'outils normalisés a été utilisé pour effectuer des analyses de la sûreté à l'égard du permis et de la mise en service dans le cadre du redémarrage des tranches 3 et 4 à Bruce-A. La validation d'un second ensemble de programmes a été complétée en 2004 et Bruce Power et OPG ont demandé de fermer ce DG.

Les travaux d'Énergie NB et d'Hydro-Québec accusent un retard.

E.13 DG 00G01 — Créations de vides dans les canaux durant une grosse PERCA

Le personnel de la CCSN est préoccupé par le fait que les programmes informatiques utilisés pour la prévision des transitoires de surpuissance dans les réacteurs CANDU, avec un coefficient de réactivité dû au vide du caloporteur positif, n'ont pas été validés adéquatement. Ce DG exige des titulaires de permis qu'ils effectuent des mesures directes de la fraction de vide, qu'ils fournissent une évaluation de la mise à l'échelle des résultats pour les phénomènes prévus dans le réacteur, qu'ils effectuent des exercices de validation en utilisant ces données et qu'ils réalisent une étude d'impact sur les marges de sûreté.

Les essais incluant des mesures de la fraction de vide ont été complétés dans l'installation RD-14M d'EACL et les rapports sur l'analyse des données ont été présentés à la CCSN. L'industrie a fourni des renseignements au sujet des exercices de validation des programmes informatiques et sur l'évaluation de la mise à l'échelle.

Après avoir examiné les renseignements fournis par l'industrie, le personnel de la CCSN a demandé à chaque titulaire de permis de présenter un plan pour répondre aux questions en suspens, à savoir :

- effectuer une analyse à l'échelle, documenter la justification d'effectuer une simulation à l'échelle d'une GPERCA dans l'installation RD-14M et démontrer la pertinence des mesures des conditions de vide dans les canaux dans le cas d'un vrai réacteur;
- faire une estimation de l'incertitude de la fraction de vide des canaux prévue par le programme informatique simulant les conditions thermohydrauliques pendant la phase où des vides se produisent plus rapidement suite à une GPERCA (en utilisant les résultats de simulations et de recherches);
- confirmer que ce programme informatique, lorsqu'utilisé pour simuler les conditions de vide suite à une GPERCA, l'est de la même façon qu'au cours des exercices de validation (toute déviation dans l'utilisation d'un programme informatique pour des fins d'analyse de la sûreté doit être documentée, expliquée et justifiée);
- effectuer des calculs de sensibilité pour vérifier l'effet de l'incertitude des conditions de vide prévues par le programme informatique sur des paramètres clés pour la sûreté (p. ex., la température la plus élevée des gaines et au centre des grappes de combustible) durant les premiers stades de dépressurisation suite à une GPERCA.

Chaque titulaire de permis a donné suite à la demande du personnel de la CCSN en fournissant un plan pour répondre aux questions qui précèdent. Des discussions se poursuivent entre le personnel de la CCSN et de l'industrie afin de régler les questions en suspens.

E.14 DG 01G01 — Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible

Ce DG se rapporte seulement à Bruce Power et OPG.

La conformité par rapport aux limites de sûreté de la physique du réacteur, lesquelles définissent les limites d'exploitation sûre, comme les limites de puissance de canal et de grappe, est fondée sur des analyses réalisées à l'aide d'un programme informatique de gestion du combustible.

Un examen approfondi récent et plus rigoureux de l'exactitude des méthodes, des critères d'acceptation, des hypothèses et des résultats des analyses de sûreté pour divers AR a mené à des restrictions importantes concernant les paramètres d'exploitation, y compris les puissances de canal et de grappe, et l'introduction des paramètres de physique additionnels aux fins de la conformité, comme la réactivité de réarrangement des grappes du combustible et la marge minimale de la contrainte axiale. Ainsi, l'importance de la conformité par rapport aux limites de la physique du réacteur liées à la sûreté s'est accrue. Cela a rendu nécessaire l'élaboration d'un modèle analytique amélioré, validé pour un plus grand éventail d'applications et de conditions, de même que l'établissement de tolérances de conformité mieux définies et de procédures plus uniformes.

Pour fermer ce DG, on a demandé aux titulaires de permis d'entreprendre un programme structuré de surveillance du coeur du réacteur qui prévoit une mise à niveau du logiciel de gestion du combustible, ainsi que la validation et la qualification de la méthode de conformité concernant les erreurs.

Des progrès normaux ont été réalisés jusqu'ici. Bruce Power et OPG ont présenté des plans et échéanciers de travail détaillés, ainsi que des rapports d'étape semestriels. Les travaux sont divisés en deux grandes phases. La phase I porte sur les améliorations de modélisation à apporter au programme informatique SORO, et la phase II porte sur l'estimation des tolérances d'erreurs.

Une étape importante a été franchie en décembre 2003 par la mise en oeuvre de la première version améliorée du programme informatique WIMS-IST-SORO. Le personnel de la CCSN surveille de près les progrès réalisés dans le cadre de ce DG.