



Commission canadienne  
de sûreté nucléaire

Canadian Nuclear  
Safety Commission

# Rapport annuel 2005 du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada

INFO-0757



Septembre 2006

**RAPPORT ANNUEL 2005 DU PERSONNEL DE LA CCSN  
SUR LE RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ  
DES CENTRALES NUCLÉAIRES AU CANADA**

**INFO-0757**

Publié par la  
Commission canadienne de sûreté nucléaire  
Septembre 2006

*Rapport annuel 2005 du personnel de la CCSN sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada*

Document INFO-0757

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire

© Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, 2006

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 CC171-1/2005F-PDF

ISBN 0-662-72296-5

*This document is available in English under the title "Annual CNSC Staff Report for 2005 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](http://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](mailto:info@cnsccsn.gc.ca)

# TABLE DES MATIÈRES

|  |           |
|--|-----------|
| <b>RÉSUMÉ</b> .....  | <b>1</b>  |
| <b>INTRODUCTION</b> .....  | <b>2</b>  |
| <b>DÉFINITIONS DES DOMAINES DE SÛRETÉ ET DES PROGRAMMES</b> .....        | <b>4</b>  |
| <b>SECTION 1</b> .....   | <b>12</b> |
| <b>SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, PAR SITE</b> ..... | <b>12</b> |
| <b>1.1 BRUCE-A ET BRUCE-B</b> .....                                      | <b>13</b> |
| <b>1.1.1 Exploitation</b> .....  | <b>13</b> |
| 1.1.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale .....                | 13        |
| 1.1.1.2 Conduite des opérations.....                                     | 14        |
| 1.1.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique) .....            | 14        |
| <b>1.1.2 Assurance du rendement</b> .....                                | <b>14</b> |
| 1.1.2.1 Gestion de la qualité.....                                       | 14        |
| 1.1.2.2 Facteurs humains .....   | 15        |
| 1.1.2.3 Formation, examen et accréditation.....                          | 16        |
| <b>1.1.3 Conception et analyse</b> .....                                 | <b>17</b> |
| 1.1.3.1 Analyse de la sûreté .....                                       | 18        |
| 1.1.3.2 Questions de sûreté .....  | 18        |
| 1.1.3.3 Conception .....   | 18        |
| <b>1.1.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement</b> .....                | <b>19</b> |
| 1.1.4.1 Entretien.....   | 19        |
| 1.1.4.2 Intégrité structurale .....                                      | 20        |
| 1.1.4.3 Fiabilité .....  | 20        |
| 1.1.4.4 Qualification de l'équipement.....                               | 21        |
| <b>1.1.5 Préparation aux situations d'urgence</b> .....                  | <b>22</b> |
| <b>1.1.6 Protection environnementale</b> .....                           | <b>22</b> |
| <b>1.1.7 Radioprotection</b> .....                                       | <b>22</b> |
| <b>1.1.8 Sécurité des sites</b> .....                                    | <b>23</b> |
| <b>1.1.9 Garanties</b> .....   | <b>23</b> |
| <b>1.2 DARLINGTON</b> .....  | <b>24</b> |
| <b>1.2.1 Exploitation</b> .....  | <b>24</b> |
| 1.2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale .....                | 24        |
| 1.2.1.2 Conduite des opérations.....                                     | 25        |
| 1.2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique) .....            | 25        |
| <b>1.2.2 Assurance du rendement</b> .....                                | <b>25</b> |
| 1.2.2.1 Gestion de la qualité.....                                       | 26        |
| 1.2.2.2 Facteurs humains .....   | 26        |
| 1.2.2.3 Formation, examen et accréditation.....                          | 26        |
| <b>1.2.3 Conception et analyse</b> .....                                 | <b>27</b> |
| 1.2.3.1 Analyse de la sûreté .....                                       | 28        |
| 1.2.3.2 Questions de sûreté .....  | 28        |

|              |   |           |
|--------------|---|-----------|
| 1.2.3.3      | Conception .....                                      | 28        |
| <b>1.2.4</b> | <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement .....</b>   | <b>28</b> |
| 1.2.4.1      | Entretien .....                                       | 29        |
| 1.2.4.2      | Intégrité structurale .....                           | 29        |
| 1.2.4.3      | Fiabilité .....                                       | 30        |
| 1.2.4.4      | Qualification de l'équipement.....                    | 30        |
| <b>1.2.5</b> | <b>Préparation aux situations d'urgence .....</b>     | <b>31</b> |
| <b>1.2.6</b> | <b>Protection environnementale .....</b>              | <b>31</b> |
| <b>1.2.7</b> | <b>Radioprotection.....</b>                           | <b>31</b> |
| <b>1.2.8</b> | <b>Sécurité des sites.....</b>                        | <b>32</b> |
| <b>1.2.9</b> | <b>Garanties.....</b>                                 | <b>32</b> |
| <b>1.3</b>   | <b>PICKERING-A .....</b>                              | <b>33</b> |
| <b>1.3.1</b> | <b>Exploitation .....</b>                             | <b>33</b> |
| 1.3.1.1      | Gestion de l'organisation et de la centrale .....     | 33        |
| 1.3.1.2      | Conduite des opérations.....                          | 34        |
| 1.3.1.3      | Santé et sécurité au travail (non radiologique) ..... | 34        |
| <b>1.3.2</b> | <b>Assurance du rendement.....</b>                    | <b>35</b> |
| 1.3.2.1      | Gestion de la qualité.....                            | 35        |
| 1.3.2.2      | Facteurs humains .....                                | 35        |
| 1.3.2.3      | Formation, examen et accréditation .....              | 36        |
| <b>1.3.3</b> | <b>Conception et analyse .....</b>                    | <b>36</b> |
| 1.3.3.1      | Analyse de la sûreté .....                            | 36        |
| 1.3.3.2      | Questions de sûreté .....                             | 37        |
| 1.3.3.3      | Conception .....                                      | 37        |
| <b>1.3.4</b> | <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement .....</b>   | <b>37</b> |
| 1.3.4.1      | Entretien.....  | 37        |
| 1.3.4.2      | Intégrité structurale .....                           | 38        |
| 1.3.4.3      | Fiabilité .....                                       | 38        |
| 1.3.4.4      | Qualification de l'équipement.....                    | 39        |
| <b>1.3.5</b> | <b>Préparation aux situations d'urgence .....</b>     | <b>39</b> |
| <b>1.3.6</b> | <b>Protection environnementale .....</b>              | <b>40</b> |
| <b>1.3.7</b> | <b>Radioprotection.....</b>                           | <b>40</b> |
| <b>1.3.8</b> | <b>Sécurité des sites.....</b>                        | <b>40</b> |
| <b>1.3.9</b> | <b>Garanties.....</b>                                 | <b>41</b> |
| <b>1.4</b>   | <b>PICKERING-B .....</b>                              | <b>42</b> |
| <b>1.4.1</b> | <b>Exploitation .....</b>                             | <b>42</b> |
| 1.4.1.1      | Gestion de l'organisation et de la centrale .....     | 42        |
| 1.4.1.2      | Conduite des opérations.....                          | 43        |
| 1.4.1.3      | Santé et sécurité au travail (non radiologique) ..... | 43        |
| <b>1.4.2</b> | <b>Assurance du rendement.....</b>                    | <b>43</b> |
| 1.4.2.1      | Gestion de la qualité.....                            | 44        |
| 1.4.2.2      | Facteurs humains .....                                | 44        |
| 1.4.2.3      | Formation, examen et accréditation .....              | 44        |

|               |   |           |
|---------------|---|-----------|
| <b>1.4.3</b>  | <b>Conception et analyse .....</b>                    | <b>45</b> |
| 1.4.3.1       | Analyse de la sûreté .....                            | 45        |
| 1.4.3.2       | Questions de sûreté .....                             | 46        |
| 1.4.3.3       | Conception .....                                      | 46        |
| <b>1.4.4</b>  | <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement .....</b>   | <b>47</b> |
| 1.4.4.1       | Entretien .....                                       | 47        |
| 1.4.4.2       | Intégrité structurale .....                           | 48        |
| 1.4.4.3       | Fiabilité .....                                       | 49        |
| 1.4.4.4       | Qualification de l'équipement.....                    | 49        |
| <b>1.4.5</b>  | <b>Préparation aux situations d'urgence .....</b>     | <b>50</b> |
| <b>1.4.6</b>  | <b>Protection environnementale .....</b>              | <b>50</b> |
| <b>1.4.7</b>  | <b>Radioprotection.....</b>                           | <b>51</b> |
| <b>1.4.8</b>  | <b>Sécurité des sites.....</b>                        | <b>51</b> |
| <b>1.4.9</b>  | <b>Garanties.....</b>                                 | <b>51</b> |
| <b>1.4.10</b> | <b>Conclusion .....</b>                               | <b>52</b> |
| <b>1.5</b>    | <b>GENTILLY-2 .....</b>                               | <b>53</b> |
| <b>1.5.1</b>  | <b>Exploitation .....</b>                             | <b>53</b> |
| 1.5.1.1       | Gestion de l'organisation et de la centrale .....     | 53        |
| 1.5.1.2       | Conduite des opérations.....                          | 54        |
| 1.5.1.3       | Santé et sécurité au travail (non radiologique) ..... | 54        |
| <b>1.5.2</b>  | <b>Assurance du rendement.....</b>                    | <b>54</b> |
| 1.5.2.1       | Gestion de la qualité.....                            | 55        |
| 1.5.2.2       | Facteurs humains .....                                | 55        |
| 1.5.2.3       | Formation, examen et accréditation .....              | 55        |
| <b>1.5.3</b>  | <b>Conception et analyse .....</b>                    | <b>56</b> |
| 1.5.3.1       | Analyse de la sûreté .....                            | 56        |
| 1.5.3.2       | Questions de sûreté .....                             | 56        |
| 1.5.3.3       | Conception .....                                      | 56        |
| <b>1.5.4</b>  | <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement .....</b>   | <b>57</b> |
| 1.5.4.1       | Entretien.....  | 57        |
| 1.5.4.2       | Intégrité structurale .....                           | 57        |
| 1.5.4.3       | Fiabilité .....                                       | 58        |
| 1.5.4.4       | Qualification de l'équipement.....                    | 58        |
| <b>1.5.5</b>  | <b>Préparation aux situations d'urgence .....</b>     | <b>59</b> |
| <b>1.5.6</b>  | <b>Protection environnementale .....</b>              | <b>59</b> |
| <b>1.5.7</b>  | <b>Radioprotection.....</b>                           | <b>60</b> |
| <b>1.5.8</b>  | <b>Sécurité des sites.....</b>                        | <b>60</b> |
| <b>1.5.9</b>  | <b>Garanties.....</b>                                 | <b>60</b> |
| <b>1.6</b>    | <b>POINT LEPREAU .....</b>                            | <b>61</b> |
| <b>1.6.1</b>  | <b>Exploitation .....</b>                             | <b>61</b> |
| 1.6.1.1       | Gestion de l'organisation et de la centrale .....     | 61        |
| 1.6.1.2       | Conduite des opérations.....                          | 61        |
| 1.6.1.3       | Santé et sécurité au travail (non radiologique) ..... | 61        |

|  |   |           |
|--|---|-----------|
| <b>1.6.2</b>   | <b>Assurance du rendement.....</b>                    | <b>62</b> |
| 1.6.2.1  | Gestion de la qualité.....                            | 62        |
| 1.6.2.2  | Facteurs humains .....                                | 62        |
| 1.6.2.3  | Formation, examen et accréditation.....               | 63        |
| <b>1.6.3</b>   | <b>Conception et analyse .....</b>                    | <b>63</b> |
| 1.6.3.1  | Analyse de la sûreté .....                            | 64        |
| 1.6.3.2  | Questions de sûreté .....                             | 64        |
| 1.6.3.3  | Conception .....                                      | 64        |
| <b>1.6.4</b>   | <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement .....</b>   | <b>65</b> |
| 1.6.4.1  | Entretien.....  | 65        |
| 1.6.4.2  | Intégrité structurale .....                           | 65        |
| 1.6.4.3  | Fiabilité .....                                       | 66        |
| 1.6.4.4  | Qualification de l'équipement.....                    | 67        |
| <b>1.6.5</b>   | <b>Préparation aux situations d'urgence .....</b>     | <b>67</b> |
| <b>1.6.6</b>   | <b>Protection environnementale .....</b>              | <b>68</b> |
| <b>1.6.7</b>   | <b>Radioprotection.....</b>                           | <b>68</b> |
| <b>1.6.8</b>   | <b>Sécurité des sites.....</b>                        | <b>69</b> |
| <b>1.6.9</b>   | <b>Garanties.....</b>                                 | <b>69</b> |
| <b>SECTION 2</b>   | <b>.....</b>  | <b>70</b> |
| <b>SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES NUCLÉAIRES, DANS</b> |   |           |
| <b>L'ENSEMBLE, ET TENDANCES .....</b>                          |   | <b>70</b> |
| <b>2.1</b>   | <b>EXPLOITATION .....</b>                             | <b>71</b> |
| 2.1.1  | Gestion de l'organisation et de la centrale.....      | 71        |
| 2.1.2  | Conduite des opérations .....                         | 73        |
| 2.1.3  | Santé et sécurité au travail (non radiologique) ..... | 76        |
| <b>2.2</b>   | <b>ASSURANCE DU RENDEMENT .....</b>                   | <b>77</b> |
| 2.2.1  | Gestion de la qualité.....                            | 78        |
| 2.2.2  | Facteurs humains .....                                | 78        |
| 2.2.3  | Culture de sûreté et gestion de la sûreté .....       | 79        |
| 2.2.4  | Formation, examen et accréditation.....               | 79        |
| <b>2.3</b>   | <b>CONCEPTION ET ANALYSE .....</b>                    | <b>80</b> |
| 2.3.1  | Analyse de la sûreté .....                            | 80        |
| 2.3.2  | Questions de sûreté .....                             | 80        |
| 2.3.3  | Conception.....                                       | 80        |
| <b>2.4</b>   | <b>APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT .....</b>   | <b>80</b> |
| 2.4.1  | Entretien .....                                       | 80        |
| 2.4.2  | Intégrité structurale.....                            | 81        |
| 2.4.3  | Fiabilité .....                                       | 84        |
| 2.4.4  | Qualification de l'équipement.....                    | 85        |
| <b>2.5</b>   | <b>PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE .....</b>     | <b>86</b> |
| <b>2.6</b>   | <b>PROTECTION ENVIRONNEMENTALE .....</b>              | <b>86</b> |
| <b>2.7</b>   | <b>RADIOPROTECTION .....</b>                          | <b>86</b> |
| <b>2.8</b>   | <b>SÉCURITÉ DES SITES .....</b>                       | <b>88</b> |
| <b>2.9</b>   | <b>GARANTIES.....</b>                                 | <b>88</b> |
| <b>2.10</b>  | <b>CONCLUSION .....</b>                               | <b>88</b> |

|  |            |
|--|------------|
| <b>ANNEXE A - GLOSSAIRE .....</b>  | <b>94</b>  |
| <b>ANNEXE B - SIGLES .....</b>   | <b>97</b>  |
| <b>ANNEXE C - SYSTÈME DE COTATION.....</b>   | <b>98</b>  |
| <b>ANNEXE D - FAITS SAILLANTS AUX CENTRALES NUCLÉAIRES ET LES<br/>ACTIVITÉS DE SUIVI .....</b> | <b>99</b>  |
| <b>D.1 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À BRUCE-A .....</b>  | <b>100</b> |
| <b>D.2 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À BRUCE-B .....</b>  | <b>103</b> |
| <b>D.3 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À DARLINGTON.....</b>                                      | <b>105</b> |
| <b>D.4 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À PICKERING-A .....</b>                                    | <b>106</b> |
| <b>D.5 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À PICKERING-B .....</b>                                    | <b>110</b> |
| <b>D.6 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À GENTILLY-2.....</b>                                      | <b>114</b> |
| <b>D.7 RAPPORTS DES FAITS SAILLANTS À POINT LEPREAU.....</b>                                   | <b>116</b> |
| <b>ANNEXE E - DOSSIERS GÉNÉRIQUES .....</b>  | <b>118</b> |

## 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 2005. Il décrit les programmes des titulaires de permis et leur mise en œuvre dans neuf domaines de sûreté.

L'intention est que ce rapport serve de rapport de mi-parcours pour la centrale Pickering-B qui est présentement au point milieu des cinq ans que dure son permis d'exploitation.

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.

La surveillance, les inspections et les examens effectués ont permis au personnel de la CCSN de conclure que les centrales nucléaires ont été exploitées de manière sûre en 2005. 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 2005. 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 2005, la plupart des domaines de sûreté répondaient aux attentes de la CCSN. Comme au cours des années précédentes, les centrales nucléaires avaient toujours des programmes bien élaborés et bien mis en œuvre dans les domaines de sûreté « préparation aux situations d'urgence », « protection environnementale » et « garanties ». Tenant compte des améliorations apportées à la radioprotection à Gentilly-2 en 2005, ce domaine de sûreté constituait aussi un point fort de l'industrie digne de mention.

On a apporté des changements importants au domaine de sûreté « assurance du rendement » en 2005. Des progrès ont été réalisés à Darlington de même qu'à Pickering-A et Pickering-B où tous les programmes de ce domaine de sûreté et leur mise en œuvre répondent maintenant aux attentes de la CCSN. Cependant, des efforts additionnels sont requis à Bruce-A, Bruce-B, Gentilly-2 et Point-Lepreau avant que tous les programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement » ne puissent répondre aux exigences et ne soient mis en œuvre adéquatement.

## INTRODUCTION

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 2005. 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, d'observations générales et d'études de documents et d'événements effectués par le personnel de la CCSN et sur leurs indicateurs de rendement.

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, faisant ressortir les aspects des programmes ou de leur mise en œuvre qui n'ont pas répondu aux attentes du personnel de la CCSN. La centrale Pickering-B est présentement au point milieu des cinq ans que dure son permis d'exploitation. Puisque l'intention est que ce rapport serve de rapport de mi-parcours pour cette centrale, des détails additionnels et une brève conclusion spécifique à Pickering-B 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 2005.

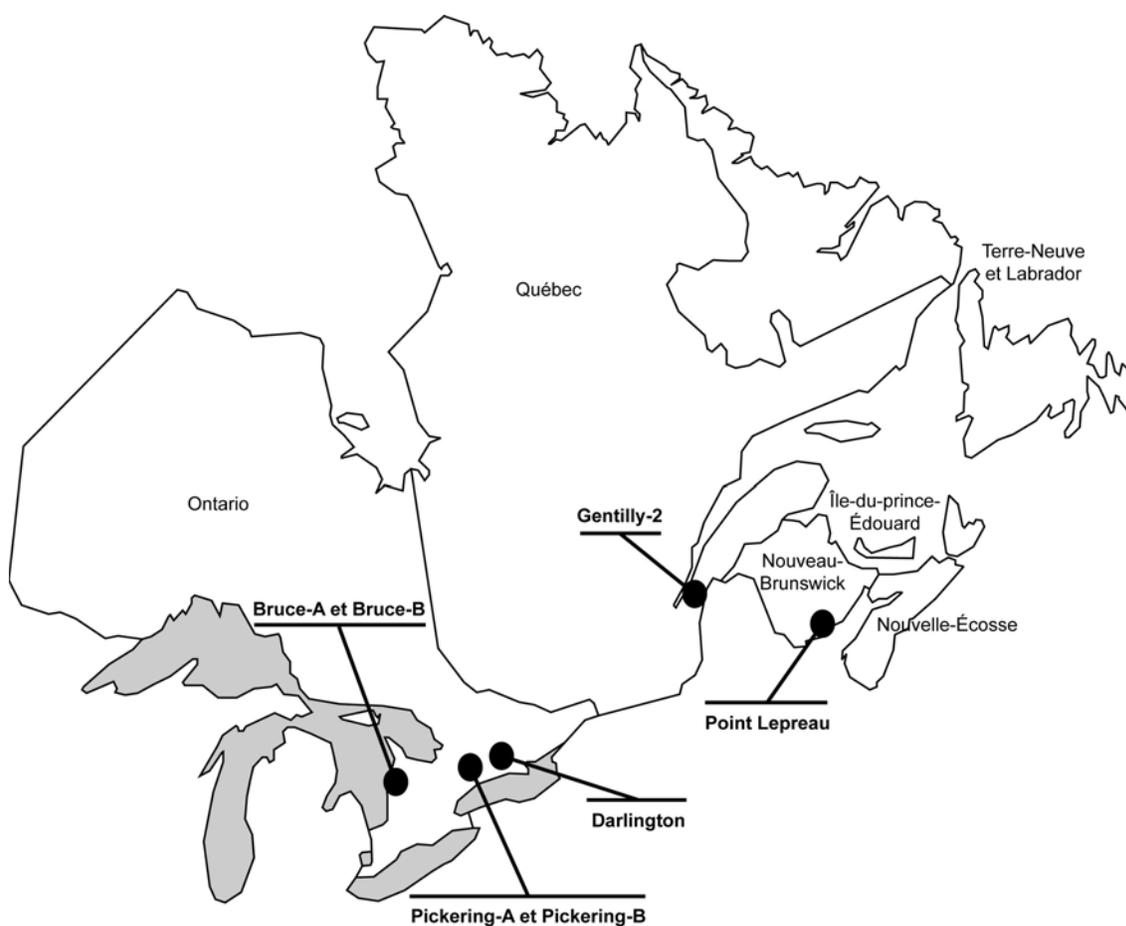
Certains termes spécialisés et techniques sont définis à l'annexe A et apparaissent en italique dans le texte. La liste des sigles employés dans le présent document se trouve à l'annexe B, et les cotes attribuées pour chaque programme et domaine de sûreté reposent sur le système de cotation décrit à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

Les événements importants ou les faits saillants de 2005 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 2005 et les activités de suivi.

Finalement, 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, 18 ont fourni de l'électricité au réseau en 2005. En 2005, Ontario Power Generation a annoncé que les tranches 1 et 2 de la centrale Pickering-A, qui sont présentement en *fermeture temporaire* à long terme, seront placées dans un état sûr après avoir déchargé le combustible et drainé l'eau des systèmes, et ce jusqu'à ce que la centrale soit déclassée. Les tranches 1 et 2 de la centrale Bruce-A étaient toujours en *fermeture temporaire* avec le combustible déchargé.

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



| DONNÉES RELATIVES AUX CENTRALES  |             |             |                          |                          |                          |              |                                     |
|--|-------------|-------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------|-------------------------------------|
| Centrale   | Bruce-A     | Bruce-B     | Darlington               | Pickering-A              | Pickering-B              | Gentilly-2   | Point Lepreau                       |
| Titulaire du permis  | Bruce Power | Bruce Power | Ontario Power Generation | Ontario Power Generation | Ontario Power Generation | Hydro-Québec | Énergie nucléaire 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               | 2010/06/30               | 2008/06/30               | 2006/12/31   | 2006/06/30                          |

## 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 de puissance des réacteurs. 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. Les programmes « gestion de la qualité », « facteurs humains » et « formation, examen et accréditation » sont 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.

### **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**

Les programmes se rapportant aux facteurs humains ont 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), les aspects facteurs humains de 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. Cependant, l'accréditation satisfaisante et continue de travailleurs est requise à 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

Les questions de sûreté concernent 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 dossiers génériques (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 comprend 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**

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 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**

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 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 de la centrale;
- g. apprendre au personnel de conduite et d'entretien les principes et les processus de QE.

Le contrôle de la chimie de l'eau et la protection contre l'incendie sont d'autres sujets évalués dans le cadre du programme « qualification de l'équipement ».

## **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 environnementale**

La protection de l'environnement concerne les programmes servant 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 Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires, 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 établir des mesures d'application des *garanties* et aussi produire, en temps opportun, des rapports sur les

activités dans ce domaine de même que l'emplacement et le déplacement de toutes les matières radioactives.

## 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 attribuées aux domaines de sûreté et aux programmes. Les cotes reflètent l'état des programmes et de leur mise en œuvre au 21 décembre 2005. Elles sont récapitulées pour tous les sites 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), d'observations générales et d'études de la correspondance ainsi que de documents et d'événements.

La sous-section portant sur Pickering-B sert aussi de rapport de mi-parcours pour la durée actuelle du permis d'exploitation. À cette fin, cette sous-section contient des renseignements additionnels au sujet des programmes et des domaines de sûreté nécessitant une attention particulière, des mises à jour sur des problèmes qui ont retenu l'attention lors du renouvellement du permis en 2003 et de brèves conclusions.

## 1.1 BRUCE-A et BRUCE-B

### 1.1.1 Exploitation

| Site    | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme                  | Cotes     |               |
|---------|---|-----------|---------------|
|         |   | Programme | Mise en œuvre |
| 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             |

Le domaine de sûreté « exploitation » à Bruce-A et Bruce-B répondait aux attentes du personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Les centrales Bruce-A et Bruce-B ont été exploitées de manière sûre en 2005.

#### 1.1.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

En 2005, la direction de Bruce Power a continué à faire preuve de leadership auprès de son personnel ainsi qu'à promouvoir la sûreté et la sécurité. Bruce Power a continué à améliorer l'intégration du site de Bruce et de ses processus. En 2005, Bruce Power a invité les auditeurs du World Association of Nuclear Operators à effectuer une évaluation de son rendement.

Au cours de ses inspections à Bruce-A et Bruce-B en 2005, le personnel de la CCSN a observé un bon niveau de conformité aux exigences et que l'organisation faisait la promotion de la sûreté et de la sécurité. Il n'y a pas eu de *défaillances graves de système fonctionnel* à Bruce-A et Bruce-B et les transitoires ont été peu nombreux et de peu de conséquence.

En 2005, il s'est produit à Bruce-A trois déclenchements de réacteur et 22 *baisse contrôlée de puissance*, mais aucun *recul rapide de puissance* n'a eu lieu (voir le tableau 1). Dans la majorité des cas, les *baisse contrôlée de puissance* étaient mineures (une variation de puissance de moins de 1%) et dues au bruit associé au signal d'une des chaînes d'un détecteur de flux. La situation était plus instable à cause de l'installation récente de nouveaux capteurs d'une plus grande sensibilité entraînant une plus petite marge au déclenchement d'une chaîne. Bruce Power a éliminé la cause des *baisse contrôlée de puissance* et par la suite, de juillet à la fin de 2005, seulement une autre s'est produite.

En 2005, il s'est produit à Bruce-B deux déclenchements de réacteur, trois *reculs rapide de puissance* et deux *baisse contrôlée de puissance* (voir le tableau 1).

### 1.1.1.2 Conduite des opérations

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections de conformité, en chantier et en salle de commande, et aucun problème majeur n'a été rapporté.

Deux arrêts planifiés ont eu lieu à Bruce-A en 2005, les deux au printemps. Il y en a eu deux aussi à Bruce-B, un au printemps et l'autre à l'automne. Globalement, le programme de gestion des arrêts et sa mise en œuvre à Bruce Power étaient satisfaisants.

### 1.1.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

L'expérience à Bruce Power en matière de santé et sécurité reflète un programme sérieux dans ce domaine de même qu'une culture de sûreté, un leadership, et une formation continue en santé et sécurité solides. Un comité efficace de santé et sécurité des travailleurs est en place à Bruce Power et il participe activement à l'exploitation de la centrale. La valeur de l'indicateur de rendement « taux de gravité des accidents » à Bruce-A et Bruce-B (0.9 en 2005) se compare favorablement à la valeur pour l'ensemble de l'industrie (voir le tableau 9). Le nombre d'accidents entraînant une perte de temps de travail a atteint un minimum historique. On a aussi observé que la protection des travailleurs constituait un point fort lors de l'*inspection de type II* effectuée au cours de l'arrêt à des fins d'entretien de la tranche 4 en 2005. Globalement, le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de rendement de la CCSN.

## 1.1.2 Assurance du rendement

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

À Bruce-A et Bruce-B, la conception des programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement » répondait globalement aux attentes du personnel de la CCSN. Cependant, à Bruce-A, l'aspect mise en œuvre de ce domaine de sûreté était inférieur aux attentes à cause d'un manque de conformité à certains éléments des programmes.

### 1.1.2.1 Gestion de la qualité

La documentation du système de la gestion de la qualité de Bruce Power constitue une préoccupation importante. Une révision de la section 6.4.3 du manuel décrivant le système de

gestion de Bruce Power a été examinée en 2005 et jugé acceptable. Cependant, il existe toujours des problèmes relatifs au projet de Bruce Power visant à réaligner et mettre à jour la documentation de son programme, qui a été modifié à plusieurs reprises depuis 2003.

En décembre 2005, Bruce Power a présenté au personnel de la CCSN un plan de mise en œuvre de son projet d'amélioration de ses processus et documents. Bruce Power a rapporté que le manuel, les politiques et les programmes du système de gestion étaient complétés et que la révision de leurs procédures et instructions relatives au travail était en cours. Le personnel de la CCSN n'a pas encore évalué la documentation par rapport aux exigences en matière d'assurance de la qualité de la série de normes N286 de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Entre temps, le programme « gestion de la qualité » de Bruce Power est toujours jugé en deçà des exigences.

En 2005, les inspections de Bruce Power effectuées par la CCSN ont révélé des lacunes de son processus de contrôle de la documentation. Elles ont permis de déceler un manque de renvois appropriés, un manque d'uniformité entre les documents et, pour certains processus, l'usage de documents non contrôlés. Malgré les lacunes, il est jugé que la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » à Bruce-B répond globalement aux attentes de la CCSN.

La perte de régulation du réacteur à la tranche 3 de Bruce-A (voir la section D.1.3) était liée à une lacune du rendement en matière de gestion de la qualité. L'événement était dû en partie à un problème de conception qui n'a pas été corrigé pendant une longue période de temps. De plus, le personnel du titulaire de permis avait adopté une pratique permettant de contourner le problème mais qui n'était pas conforme à la procédure en vigueur. La mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » n'a pas permis de détecter et d'éliminer cette pratique.

En se fondant sur les observations qui précèdent, la mise en œuvre de ce programme en 2005 est jugée inférieure aux attentes.

#### 1.1.2.2 Facteurs humains

En se fondant sur les résultats des activités de conformité en 2005, les processus de Bruce Power, servant à appuyer chacun des aspects du programme « facteurs humains » évalués, sont jugés satisfaisants.

Une *inspection de type I* de Bruce Power effectuée en 2005 était axée sur le respect des procédures d'exploitation, d'entretien et de radioprotection. Au cours de cette inspection, le personnel de la CCSN a découvert un retard accumulé au chapitre des modifications devant être apportées aux procédures sans qu'on ait établi d'objectifs ou d'IR, en termes de nombres ou d'échéances, pour l'achèvement de plusieurs des mises à jour. Bien qu'une priorité relative au risque était assignée aux modifications des procédures d'exploitation, aucune priorité n'avait été assignée aux modifications des procédures d'entretien en suspens. De plus, le personnel de la CCSN a observé que Bruce Power ne surveillait pas le retard accumulé au chapitre de la mise à jour des schémas fonctionnels. Se référant à l'information qui précède, la mise en œuvre du programme « facteurs humains » à Bruce-A et Bruce-B est jugée en deçà des exigences. Un point positif observé lors de cette inspection est que Bruce Power avait déjà effectué un audit interne et identifié des problèmes concernant l'usage et

le respect des procédures. Au moment de l'inspection de la CCSN, Bruce Power était à mettre de l'avant plusieurs initiatives afin d'améliorer la situation.

La section 2.2.2 décrit les modifications aux permis d'exploitation des centrales à tranches multiples apportées en 2005 afin d'officialiser les délais dans lesquels on doit s'assurer qu'un opérateur de salle de commande (OSC) est présent en tout temps aux panneaux de la salle de commande principale de chacune des tranches. Dû à des problèmes de dotation, avec deux tranches en service, on ne peut répondre à cette exigence à Bruce-A avant 2009. Un manque de personnel accrédité existe à Bruce-A depuis le redémarrage des tranches 3 et 4. Les problèmes de dotation seront surveillés de près par le personnel de la CCSN lors du redémarrage prévu des tranches 1 et 2.

En 2005, Bruce Power avait un plan pour guider les efforts de la centrale se rapportant au rendement humain. Les aspects clés recevant une attention particulière étaient les séances d'information avant et après les travaux, l'usage et le respect des procédures, et les communications d'équipe. Les activités prévues comportaient l'utilisation d'un simulateur de rendement humain afin de renforcer les comportements attendus et l'analyse des tâches critiques afin d'identifier celles les plus susceptibles d'entraîner des erreurs.

#### 1.1.2.3 Formation, examen et accréditation

À Bruce-A, aucune évaluation des programmes de formation n'a été effectuée en 2005. À Bruce-B, la partie spécifique à la centrale du programme de formation initiale des opérateurs de salle de commande a été évaluée. Bien que six lacunes aient été identifiées, globalement, ce programme de formation répondait aux attentes du personnel de la CCSN.

En 2005, le taux de réussite aux examens de la CCSN des candidats aux postes de chef de quart et opérateur de salle de commande était adéquat à Bruce-A et Bruce-B. Bruce Power a réalisé des progrès quant au respect de ses engagements concernant l'élaboration de programmes de formation du personnel de quart accrédité conformément aux principes de l'*approche systématique à la formation*, tel que requis par des conditions de son permis d'exploitation. À Bruce-A en 2005, on a accumulé un retard appréciable par rapport à l'horaire prévu pour l'élaboration de ces programmes.

En prévision d'une demande accrue de personnel de quart accrédité pour le redémarrage des tranches 1 et 2 à Bruce-A, on ajoute une deuxième réplique d'une tranche au simulateur pleine échelle de Bruce-A. Cette addition va accroître de façon importante le temps de simulateur disponible pour la formation et les examens sur simulateur.

En avril 2004, une nouvelle condition a été ajoutée au permis d'exploitation de la centrale Bruce-A afin d'y spécifier que le personnel de quart accrédité doit compléter les tests de requalification écrits et sur simulateur au cours de la durée de leur accréditation. Au cours de 2005, Bruce Power a fait un essai pilote de tests écrits et sur simulateur pertinents à Bruce-A, mais aucun examen officiel de requalification n'a eu lieu. En décembre 2005, Bruce Power a demandé une modification au permis afin de pouvoir reporter le début officiel de la mise en œuvre du programme d'examens de requalification au 1<sup>er</sup> janvier 2006. Un manque de personnel de quart accrédité pouvant être assigné à la division Formation de Bruce-A pour élaborer le programme était la raison principale invoquée pour justifier ce report de presque deux ans. (La première priorité à Bruce-A était plutôt la diffusion

des programmes de formation initiale menant à l'accréditation afin de s'assurer que l'effectif minimal prescrit de personnes accréditées par quart puissent être atteint et maintenu aux tranches 3 et 4.)

En juin 2005, le personnel de la CCSN a effectué une évaluation d'examens de requalification à Bruce-B comportant des examens de synthèse sur simulateur (ESS) conçus pour soumettre un nombre de personnes accréditées à un test dans un environnement reproduisant une équipe en salle de commande. Le personnel de la CCSN a observé que la procédure de Bruce Power, servant à élaborer et administrer ces examens de synthèse, contenait des règles sur l'attribution d'erreurs critiques ou importantes au personnel accrédité différentes de celles se trouvant dans le document directeur mentionné dans les permis d'exploitation de Bruce-A et Bruce-B. En novembre 2005, le personnel de la CCSN a observé un examen de synthèse sur simulateur tenu en marge de la mise en œuvre pilote du programme d'examens de requalification à Bruce-A. Il a conclu que les changements apportés par Bruce Power aux règles servant à l'attribution d'erreurs critiques ou importantes mettaient en doute la fiabilité et la validité des résultats aux examens de synthèse sur simulateur tenus à Bruce-A et Bruce-B afin de démontrer que les OSC, les superviseurs de quart en salle de commande, et les chefs de quart possédaient toujours les connaissances et les habiletés requises pour remplir de façon compétente les postes qui leur sont assignés. On a demandé à Bruce Power de réviser sa procédure et de prendre des mesures correctives pour tenir compte de la situation. Ces activités ont été complétées à la satisfaction du personnel de la CCSN.

Bien que le programme d'examens de requalification présente des lacunes, globalement, les programmes « formation, examen et accréditation » à Bruce-A et Bruce-B répondent aux exigences de la CCSN. La mise en œuvre du programme à Bruce-B répondait aux exigences de la CCSN mais, dû au manque de progrès concernant les examens de requalification, la mise en œuvre à Bruce-A est jugée en deçà des attentes.

### 1.1.3 Conception et analyse

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

Le domaine de sûreté « conception et analyse » à Bruce-A et Bruce-B répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Les évaluations effectuées par le personnel

de la CCSN ont permis de conclure que le titulaire de permis continue d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et de sûreté de manière satisfaisante.

#### 1.1.3.1 Analyse de la sûreté

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé qu'en 2005 Bruce Power a effectué des analyses de sûreté acceptables et réalisé des progrès satisfaisants dans la mise à jour de son rapport de sûreté. Les fonds octroyés par Bruce Power aux programmes de recherche, de même que la surveillance et l'évaluation qu'elle fait des nouvelles informations et des résultats de recherche afin de s'assurer de la justesse de l'analyse de la sûreté, étaient tous deux satisfaisants.

Bruce Power a soumis, en 2005, une analyse de sûreté en appui à l'usage, à une des tranches de Bruce-B, d'un combustible avec un faible coefficient de réactivité dû au vide pour la phase de démonstration des effets de l'irradiation. Le personnel de la CCSN a jugé que l'analyse était satisfaisante.

#### 1.1.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire pour régler les dossiers génériques (DG). Bruce Power a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus d'information sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui présente les changements pour chacun des DG en 2005.

#### 1.1.3.3 Conception

La documentation de Bruce Power portant sur la qualification et la classification de l'équipement a été jugée satisfaisante en 2005. Aucune lacune au chapitre des modifications à la conception n'a été relevée et le titulaire de permis continue à mettre en œuvre des programmes d'amélioration de la sûreté.

Une *inspection de type II* de la protection contre l'incendie, non prévue au calendrier, a été effectuée à Bruce-A afin d'évaluer la quantité de matières combustibles et le contrôle du matériel combustible en transit (voir la section D.1.1). Cette inspection a révélé que la tenue des lieux était inadéquate, la quantité de matières combustibles était excessive, et celles-ci étaient entreposées dans des endroits inappropriés, particulièrement aux tranches 1 et 2. Les faits observés lors de l'inspection contrevenaient aux exigences du Code national de prévention des incendies et de la norme N293-95 de la CSA « Protection contre l'incendie aux centrales nucléaires CANDU », dont on fait mention dans le permis d'exploitation de l'installation. Sept directives et deux avis d'action ont été émis suite à l'inspection. Dû à cette faiblesse importante de la protection contre l'incendie, la mise en œuvre du programme « conception » a été jugée inférieure aux exigences. Des améliorations ont été observées lors d'inspections subséquentes.

### 1.1.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

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

À Bruce-A et Bruce-B, les programmes du domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » et leur mise en œuvre répondaient aux attentes globales du personnel de la CCSN et ont contribué à l'exploitation sûre de la centrale en 2005. Cependant, la mise en œuvre du programme « entretien » était inférieure aux exigences à Bruce-A.

#### 1.1.4.1 Entretien

Bruce Power est dotée de politiques, processus et procédures qui procurent direction et appui à son programme « entretien ». Bruce Power a introduit un nouveau modèle de processus d'un système de gestion de la qualité qui comprend les processus de base et les processus de niveaux inférieurs qui sont conçus de façon à répondre aux besoins de son programme « entretien ». Le personnel de la CCSN continue de surveiller la mise en œuvre des nouveaux processus et procédures.

Une *inspection de type II* du programme « entretien » à Bruce-A a révélé que le retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif dépassait l'objectif visé par Bruce Power. En 2005, le taux hebdomadaire d'achèvement des travaux à Bruce-A était continuellement plus bas que l'objectif de Bruce Power et le problème était reflété dans les rapports sur l'état de certains systèmes. On a rapporté que plusieurs essais obligatoires de soupapes de décharge avaient été omis en 2005. Bruce Power a élaboré des processus et des procédures portant sur la planification et la diminution des retards accumulés.

Les observations faites indiquent que le programme « entretien » à Bruce-A est inférieur aux attentes de rendement. Des mesures correctives doivent être mises en œuvre adéquatement afin que le titulaire de permis puisse répondre aux attentes.

#### 1.1.4.2 Intégrité structurale

Depuis septembre 2003, cinq rapports d'inspection ont été soumis suite à des campagnes planifiées d'inspections périodiques, certains avec un retard allant jusqu'à trois ans. Une étude approfondie de la conformité aux exigences de la CSA concernant les enveloppes sous pression a été complétée à Bruce-B. Un grand nombre de lacunes ont été identifiées et 53 mesures correctives étaient requises (pour plus de détails, voir la section D.2.4). Une *inspection de type II*, effectuée en septembre 2005, a permis d'observer que Bruce Power avait amélioré le contrôle des programmes d'inspections périodiques à Bruce-A.

L'allongement des *tubes de force* (TF) est une préoccupation qui, selon Bruce Power, peut limiter la durée de vie de la tranche 3. Si des mesures correctives ne sont pas prises, l'allongement pourrait causer, dans un certain nombre de canaux de combustible, les supports d'extrémité des TF à se déplacer au-delà des paliers avant la fin de la durée de vie nominale des TF. Puisque qu'il n'a pas été démontré que ce mode de fonctionnement était acceptable, Bruce Power s'est engagé à ne pas poursuivre l'exploitation avec des canaux de combustible ne reposant pas correctement sur leurs paliers sans l'approbation préalable de la CCSN. Comme mesure préventive, Bruce Power a initié un programme sélectif de déchargement afin de ralentir l'allongement des TF.

En 2005, Bruce Power a effectué une inspection à la tranche 3 pour déterminer l'ampleur de l'amincissement de la paroi des *tuyaux d'alimentation*. En se fondant sur les mesures prises, le titulaire de permis a conclu que l'épaisseur de la paroi de tous les *tuyaux d'alimentation* de la tranche 3 demeurera plus grande que la valeur minimale requise jusqu'après l'arrêt prévu pour effectuer la prochaine inspection de ces tuyaux.

Les *générateurs de vapeur* (GV) des tranches 3, 4, 5 et 7 à Bruce ont été inspectés. Les principaux types de dégradation détectés étaient l'usure de contact des tubes des GV et des préchauffeurs et la corrosion par piqûres observée sur l'extérieur des tubes des préchauffeurs. Le personnel de la CCSN juge que les capacités d'inspection de Bruce Power sont adéquates pour s'occuper de ces types de dégradation à court terme, et que Bruce Power a démontré que les GV des tranches 3 et 4 peuvent toujours être utilisés de manière sûre.

#### 1.1.4.3 Fiabilité

En 2005, Bruce Power a continué à prendre des mesures pour se conformer aux exigences de la nouvelle norme d'application de la réglementation S-98 (Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires). Bruce Power planifiait de compléter avant la fin mars 2006 les modèles d'indisponibilité des systèmes importants pour la sûreté et les documents directeurs portant sur le programme « fiabilité ».

Le personnel de la CCSN a effectué en 2005 une *inspection de type I* des registres de fiabilité de la centrale et du traitement des données connexes. L'inspection a révélé que le processus de collecte et de traitement des données sur la fiabilité, la formation sur le traitement des données, et le logiciel d'ordinateur ne répondent pas aux attentes de la CCSN. Bruce Power travaille présentement à mettre en œuvre les mesures correctives requises. Entre temps, grâce aux efforts des spécialistes en fiabilité,

le risque que la collecte et le traitement de ces données se détériorent à court terme à un niveau très inférieur aux exigences demeure faible.

Sur le plan de la fiabilité, à l'exception du *système d'arrêt d'urgence* (SAU) no. 2 à Bruce-A, le rendement des systèmes de Bruce Power importants pour la sûreté était bon en 2005. Bruce Power a identifié des non-conformités au chapitre de la *qualification environnementale* qui auraient pu affecter la capacité de fonctionnement du SAU#2 à Bruce-A suite à une rupture d'une conduite de vapeur. Pour plus de détails, voir la section 1.1.4.4.

Une perte de régulation survenue à tranche 3 de Bruce-A en 2005 a révélé, entre autres, le manque d'une stratégie pour la gestion du vieillissement des transmetteurs. Le titulaire de permis a pris une série de mesures correctives et s'est engagé à en prendre d'autres. Le personnel de la CCSN fait le suivi des progrès réalisés par le titulaire de permis (pour plus de détails, voir la section D.1.3).

L'examen de l'étude probabiliste des risques (EPR) de la centrale Bruce-A s'est poursuivi en 2005. Jusqu'à maintenant, l'examen n'a pas soulevé d'inquiétudes (p. ex., une faiblesse importante de la conception ou de l'exploitation de la centrale) nécessitant une attention particulière. De façon générale, l'étude est conforme à l'intention de la norme d'application de la réglementation de la CCSN, S-294 (Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires) qui a été distribuée en 2005. Cependant, il faudra satisfaire à certaines exigences spécifiques de S-294 concernant les défaillances dues à une cause commune et les analyses d'incertitude. Bruce Power s'affaire à répondre aux recommandations faites par le personnel de la CCSN suite à l'examen initial. En se fondant sur les résultats de l'EPR, Bruce Power a déjà réalisé des progrès dans le développement de modèles préliminaires d'indisponibilité relatifs aux systèmes importants pour la sûreté. D'autres mises à jour de l'EPR sont en cours de même que des préparatifs pour son utilisation dans le processus de prise de décisions.

#### 1.1.4.4 Qualification de l'équipement

Une inspection effectuée par la CCSN du programme de *qualification environnementale* (QE) à Bruce-A a permis de conclure que ce programme et sa mise en œuvre atteignaient les buts sous-tendus des critères d'acceptation de la CCSN.

En 2005, le personnel de Bruce-A a déterminé que la protection contre la vapeur de deux salles contenant des équipements du SAU#2 était détériorée au point où il n'était plus certain que les exigences de conception pouvaient être respectées. La détérioration n'a pas affecté de façon adverse la disponibilité du SAU#2, mais il est difficile de quantifier exactement l'effet produit. La dégradation s'est produite sur une période allant jusqu'à quatre mois. De plus, lors de circonstances typiques où le SAU#2 serait appelé à fonctionner, tel une rupture d'une conduite de vapeur à haute énergie, il est fort probable que le SAU#2 serait déclenché avant que la vapeur n'atteigne ces salles.

Une *analyse des causes fondamentales* effectuée par Bruce Power a révélé un nombre de facteurs contributifs, incluant 1) un manque de connaissances et de compréhension des exigences en matière de protection contre la vapeur de la part du personnel du titulaire de permis, et 2) une mise en œuvre inadéquate du programme des barrières coupe vapeur par Bruce Power.

### 1.1.5 Préparation aux situations d'urgence

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

Se fondant sur les observations faites lors d'un exercice à Bruce-A impliquant l'organisation de l'entreprise à la grandeur du site, l'équipe d'inspection a conclu que Bruce Power avait démontré être prête et compétente face à des accidents simulés, pouvoir échanger l'information sur la scène locale de façon adéquate, et posséder une aptitude pour la prise de décision.

Le programme de préparation aux situations d'urgence à Bruce-B est semblable à celui à Bruce-A. Le personnel de la CCSN n'a pas identifié de changements laissant supposer une dégradation du programme ou des faiblesses de sa mise en œuvre. Ce programme et sa mise en œuvre à Bruce-A et Bruce-B sont jugés supérieurs aux attentes.

### 1.1.6 Protection environnementale

| Site    | DOMAINE DE SÛRETÉ           | Cotes     |               |
|---------|-----------------------------|-----------|---------------|
|         |                             | Programme | Mise en œuvre |
| Bruce-A | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |
| Bruce-B | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Bruce-A et Bruce-B répondait aux attentes de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Bruce-A et Bruce-B étaient inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* (LOD). 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. Un déversement de nature conventionnelle provenant du transformateur de la tranche 6 à Bruce-B est digne de mention. Cependant, ce déversement n'a pas eu d'impact environnemental important - pour plus de détails, voir la section D.2.2.

### 1.1.7 Radioprotection

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

En 2005, l'étendue des travaux en temps d'arrêt ayant été accrue à Bruce-A et Bruce-B, les risques d'exposition ont augmenté mais les doses reçues étaient les mêmes que celles prévues. Cependant, les arrêts imprévus ont entraîné des doses additionnelles. De 2004 à 2005, la dose totale collective pour le site, six réacteurs en exploitation, a doublé passant de 416 à 832 personne-rem. Aucun travailleur n'a cependant reçu une dose dépassant les limites réglementaires en 2005.

Le personnel de la CCSN a observé des améliorations au chapitre des doses de rayonnement lors des arrêts dont la téléodosimétrie et un meilleur niveau de conformité aux procédures. Il a observé qu'on suit rigoureusement les consignes lors d'alarmes provenant des dosimètres personnels électroniques et qu'un suivi est effectué pour tous les cas de contamination personnelle rapportés.

À Bruce-A, le personnel de la CCSN a observé des problèmes chroniques de contamination atmosphérique en tritium, dus en partie à des problèmes de fonctionnement des sécheurs du système de récupération de la vapeur dans les voûtes. À Bruce-B, le personnel de la CCSN a observé un meilleur contrôle de la contamination atmosphérique en tritium.

Le programme de protection respiratoire a continué d'être mis en œuvre adéquatement à Bruce-A et Bruce-B en 2005. Des progrès aux chapitres du contrôle de la contamination, la planification et le contrôle des doses, selon le principe ALARA (le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre), et la formation en radioprotection ont aussi été observés.

### 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 (secret) (CMD 06- M35.A).

### 1.1.9 Garanties

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

Les programmes en vigueur à Bruce-A et Bruce-B en 2005 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondaient aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

## 1.2 DARLINGTON

### 1.2.1 Exploitation

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme                  | Cotes     |               |
|------------|---|-----------|---------------|
|            |   | Programme | Mise en œuvre |
| 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 domaine de sûreté « exploitation » à Darlington répondait aux attentes du personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. La centrale Darlington a été exploitée de manière sûre en 2005.

#### 1.2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Deux événements d'importance ont eu lieu à Darlington en 2005, tout deux liés à des défaillances de système fonctionnel. Le premier mettait en cause une perte partielle de l'eau de service basse pression à la tranche 1 occasionnée par l'encrassement d'une crépine qui a mené à l'encrassement rapide de deux autres crépines (la quatrième crépine était hors service à des fins d'entretien). Ceci a entraîné une pression excessivement basse en aval des crépines. Ontario Power Generation (OPG) a réglé le problème par l'entremise d'un plan d'action comportant des changements à l'entretien, aux procédures, et aux points de consigne basse pression.

Le deuxième événement a eu lieu en septembre 2005 et comportait l'initiation d'un arrêt contrôlé de la tranche 1 pendant que le personnel d'exploitation essayait de remettre en service le système de nettoyage des filtres du système d'eau de circulation. OPG poursuit présentement une enquête afin de déterminer les causes apparentes de l'événement.

Tel qu'on peut voir au tableau 1, quatre transitoires imprévus impliquant une diminution de la puissance du réacteur se sont produits à Darlington en 2005 dont un arrêt manuel, un *recul rapide de puissance*, et deux *baisses contrôlées de puissance*.

Le personnel de la CCSN est préoccupé par le vieillissement de l'équipement à Darlington. Certaines défaillances de composants étaient dues à des mécanismes de dégradation liés au vieillissement, de même qu'à l'amincissement de la paroi des *tuyaux d'alimentation* (voir la section 1.2.4.2) et à des problèmes des supports des conduites. Le personnel de la CCSN juge que le contrôle de l'état de la centrale et l'état de l'équipement à Darlington était satisfaisant en 2005. OPG dispose d'un programme de surveillance de l'état de différents composants (incluant des stratégies d'inspection des canaux de combustible, des *tuyaux d'alimentation* et des *générateurs de vapeur* (GV)), tel que décrit sommairement dans son plan de gestion du cycle de vie et ses rapports sur l'état des systèmes.

### 1.2.1.2 Conduite des opérations

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections en chantier et en salle de commande et aucun problème majeur n'a été rapporté.

Pour chacune des tranches, on suit présentement à Darlington un cycle d'arrêts planifiés qui implique deux arrêts aux quatre ans. OPG planifie modifier cet arrangement de sorte qu'il y aurait un arrêt prolongé aux trois ans, ce qui signifierait des périodes d'entretien plus longues pour chacune des tranches. OPG croit que ceci va améliorer la fiabilité et la sûreté de la centrale. Le personnel de la CCSN étudie présentement ces plans afin de confirmer qu'ils répondent à diverses exigences en matière de sûreté. Globalement, le personnel de la CCSN juge que le programme de gestion des arrêts et sa mise en œuvre à Darlington sont satisfaisants.

### 1.2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Bien que trois blessures aient été rapportées à Darlington en 2005, aucune n'était importante. Un examen de l'indicateur de rendement (IR) « taux de gravité des accidents » n'a révélé aucun problème majeur. La valeur de l'IR à Darlington (1.0 en 2005) se compare favorablement à la valeur pour l'ensemble de l'industrie (voir le tableau 9).

À la fin de 2004, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* de la mise en œuvre du code de protection du travail à Darlington. Les plans de mesures correctives de Darlington, soumis en 2005 en réponse aux avis d'action, ont été jugés acceptables, mais le travail nécessaire, qui comporte une modification de la procédure relative au code de protection du travail, n'est pas encore terminé.

Globalement, le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de rendement de la CCSN.

## 1.2.2 Assurance du rendement

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme     | Cotes     |               |
|------------|------------------------------------|-----------|---------------|
|            |                                    | Programme | Mise en œuvre |
| Darlington | ASSURANCE DU RENDEMENT             | B         | B             |
|            | Gestion de la qualité              | B         | B             |
|            | Facteurs humains                   | B         | B             |
|            | Formation, examen et accréditation | B         | B             |

Le domaine de sûreté « assurance du rendement » à Darlington répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN.

### 1.2.2.1 Gestion de la qualité

En 2005, OPG a pris des mesures correctives pour améliorer sa procédure portant sur les auto-évaluations afin de corriger des anomalies de la supervision et du leadership exercés par la direction.

Une documentation inadéquate a contribué à des événements en 2005, l'un comportant une perte partielle de l'eau de service basse pression (voir la section 1.2.1.1) et l'autre, une température élevée à la sortie du système de refroidissement en temps d'arrêt. Une *inspection de type I* a soulevé une inquiétude au sujet du contenu des procédures et du temps requis pour les réviser, mais, le processus de contrôle de la documentation lui-même ne présentait pas de problèmes évidents.

En 2005, trois événements mettaient en cause des déviations aux procédures : 1) le non respect de l'horaire d'étalonnage prescrit, 2) l'absence dans les dossiers de la documentation des fournisseurs sur les vannes, et 3) le fait de ne pas avoir obtenu la permission de la CCSN avant de poursuivre un travail. Cependant, aucune tendance de non-conformité aux procédures n'était manifeste.

### 1.2.2.2 Facteurs humains

En se fondant sur les résultats des activités de conformité effectuées en 2005, le programme « facteurs humains » et sa mise en œuvre à Darlington répondaient aux attentes de la CCSN.

En 2005, OPG a élaboré un plan de mesures correctives afin d'éliminer à Darlington les faiblesses du système servant à s'assurer que les membres de l'effectif minimal par quart possèdent toutes les qualifications requises. En décembre 2005, le personnel de la CCSN a effectué une inspection pour vérifier qu'OPG avait un système permettant de s'assurer que l'effectif minimal par quart et les heures de travail sont conformes aux exigences. Au cours de l'inspection, le personnel de la CCSN a observé que la mise en œuvre de plusieurs mesures correctives prévues à Darlington était en retard. Le personnel de la CCSN continue de surveiller la pertinence des niveaux de dotation à Darlington et l'état d'avancement des mesures correctives concernant l'effectif minimal par quart.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection en 2005 à Darlington portant sur le respect des procédures et observé que le processus utilisé pour promouvoir le respect des procédures était satisfaisant. Tel que mentionné à la section 1.2.1.3, OPG a aussi répondu aux avis d'action qui ont été émis suite à l'inspection de la mise en œuvre du code de protection du travail à Darlington.

La section 2.2.2 décrit les modifications aux permis d'exploitation de Darlington apportées en 2005 afin d'officialiser les délais concernant les améliorations requises à la dotation du personnel accrédité.

Les initiatives en matière de rendement humain mises de l'avant à Darlington en 2005 se rapportaient à l'usage et au respect des procédures, à l'exploitation sans événements, et à la culture de sûreté. Des mises à jour régulières sur l'avancement de la mise en œuvre des plans, par rapport aux objectifs, étaient présentées à des réunions de suivi. OPG a assigné à des gestionnaires la responsabilité d'initiatives spécifiques en matière de rendement humain et du respect des échéances.

### 1.2.2.3 Formation, examen et accréditation

Quatre programmes de formation du personnel accrédité ont été évalués à Darlington en 2005:

- le programme de formation initiale sur simulateur des opérateurs de salle de commande (OSC),
- le programme de formation sur simulateur des opérateurs de salle de commande de la tranche 0,
- le programme de formation complémentaire des superviseurs/chefs de quart, et
- le programme de formation sur simulateur des superviseurs/chefs de quart.

Aucune évaluation du programme d'examens de requalification n'a été effectuée à Darlington en 2005.

Le personnel de la CCSN a poursuivi son évaluation des actions prises à Darlington afin d'incorporer les objectifs du programme spécifique à la centrale au programme de formation initiale des opérateurs de salle de commande (OSC) et à celui des opérateurs de salle de commande de la tranche 0. Cette initiative d'OPG demande beaucoup de ressources et se déroule présentement selon l'horaire prévu afin de respecter l'échéance fixée, en 2006.

En 2005, une classe entière de candidats au poste de chef de quart à Darlington a échoué l'examen sur simulateur tenu à l'interne. Ceci a mené au report de l'examen sur simulateur de la CCSN pour cette classe de chefs de quart jusqu'au début de 2006.

Bien que les évaluations effectuées en 2005 aient révélé des lacunes, des progrès ont été réalisés quant au respect des engagements pris à Darlington concernant la mise en œuvre de mesures correctives pour les programmes de formation du personnel accrédité et non accrédité, de même que le programme d'examens de requalification. Le taux de réussite aux examens d'accréditation était adéquat à Darlington.

### 1.2.3 Conception et analyse

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme | Cotes     |               |
|------------|--------------------------------|-----------|---------------|
|            |                                | Programme | Mise en œuvre |
| Darlington | CONCEPTION ET ANALYSE          | B         | B             |
|            | Analyse de la sûreté           | B         | B             |
|            | Questions de sûreté            | B         | B             |
|            | Conception                     | B         | B             |

Le domaine de sûreté « conception et analyse » à Darlington répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Les évaluations effectuées par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que le titulaire de permis continue d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et de sûreté de manière satisfaisante.

### 1.2.3.1 Analyse de la sûreté

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que des analyses de sûreté acceptables ont été effectuées à Darlington en 2005 et que des progrès satisfaisants ont été réalisés pour la mise à jour de son rapport de sûreté. Les fonds octroyés par OPG aux programmes de recherche, de même que la surveillance et l'évaluation qu'elle fait des nouvelles informations et des résultats de recherche afin de s'assurer de la justesse de l'analyse de la sûreté à Darlington, étaient tous deux satisfaisants.

### 1.2.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire pour régler les dossiers génériques (DG). OPG a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus d'information sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui présente les changements pour chacun des DG en 2005.

### 1.2.3.3 Conception

Le projet portant sur la dégradation de mesures de débit a été initié à Darlington en 2000 pour tenir compte de la dégradation de celles servant au fonctionnement des systèmes d'arrêt d'urgence (SAU). Le personnel de Darlington a déterminé la cause fondamentale de ce problème et proposé une stratégie d'atténuation des effets en confirmant les débits actuels à l'aide d'une autre méthode de mesure. En 2005, le personnel de Darlington a fourni des mises à jour adéquates de la situation et des informations sur la calibration prévue des transmetteurs de débit du SAU#2 de la tranche 2.

Le personnel de la CCSN a examiné certains documents ayant trait à la mise en œuvre du programme de la protection contre l'incendie à Darlington en 2005. Les examens et évaluations de rapports de faits saillants et autres documents n'ont pas révélé de faiblesses majeures de la mise en œuvre de ce programme.

## 1.2.4 **Aptitude fonctionnelle de l'équipement**

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme            | Cotes     |               |
|------------|---|-----------|---------------|
|            |   | Programme | Mise en œuvre |
| Darlington | APTITUDE FONCTIONNELLE DE<br>L'ÉQUIPEMENT | B         | B             |
|            | Entretien                                 | B         | B             |
|            | Intégrité structurale                     | B         | B             |
|            | Fiabilité                                 | B         | B             |
|            | Qualification de l'équipement             | B         | C             |

Le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Darlington répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre et a contribué de façon adéquate en 2005 à l'exploitation sûre de la centrale et à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Cependant, le programme « entretien » et la *qualification environnementale* (QE) soulèvent

toujours l'inquiétude du personnel de la CCSN. En 2005, on a pu observé des améliorations au programme « entretien » à Darlington, mais il existe toujours un retard accumulé considérable au chapitre des travaux d'entretien même si des progrès ont été réalisés afin de le diminuer. L'exécution des activités d'entretien en suspens dans un délai raisonnable est essentielle afin de prévenir la dégradation de l'équipement au-delà de limites acceptables. Le personnel de la CCSN est aussi préoccupé par le niveau de prise de conscience du personnel d'OPG du programme de QE. Le manque d'intégration entre les exigences et la documentation à l'appui en matière de QE et les exigences en matière de sûreté (que l'on retrouve dans la documentation décrivant les exigences d'exploitation sûre) est un problème récent dont la solution peut avoir une incidence sur tous les programmes de QE d'OPG. Le maintien d'un programme de QE satisfaisant à long terme demeurerait une préoccupation.

#### 1.2.4.1 Entretien

OPG est dotée de processus et procédures qui procurent direction et appui à son programme « entretien ». Ils ont contribué de façon positive à l'efficacité globale du programme « entretien » à Darlington en 2005. Cependant, il n'existe pas un document global de politiques intégrant les documents de niveaux inférieurs du programme « entretien ».

Tout au long de l'année 2005 à Darlington, un très grand nombre d'activités d'entretien était en suspens. OPG s'est attaquée sérieusement à ce problème et a décrit comment la gestion du travail en suspens est effectuée et le retard accumulé est diminué. Quand même, le personnel de la CCSN demeure inquiet du retard accumulé à Darlington et a demandé que des objectifs soient fixés concernant ce retard, incluant des échéances pour l'atteinte des ces objectifs. Si OPG ne continue pas d'être vigilant, un risque accru pourrait s'ensuivre.

Des processus et des procédures sont disponibles à Darlington pour effectuer la surveillance et l'inspection des systèmes, structures et composants. Plusieurs inspections de la part de la CCSN en 2005 ont révélé que les programmes de surveillance et d'inspection étaient mis en œuvre de façon adéquate. Bien que des processus et des procédures soient disponibles à Darlington pour la gestion de la durée de vie de la centrale, la mise en œuvre de ce programme n'est pas encore complétée.

#### 1.2.4.2 Intégrité structurale

L'étendue et l'horaire des inspections en cours de fonctionnement à Darlington sont fondés sur la plus récente version de la stratégie et des plans d'OPG portant sur la gestion du vieillissement et du cycle de vie des composants. Bien que les programmes étaient généralement à jour, des mesures correctives demeurent requises dans le cas de certains composants. Cependant, globalement, le personnel de la CCSN est satisfait du fondement de ces plans et de l'état de la documentation.

Les *tuyaux d'alimentation* s'amincissent présentement à un taux plus rapide que celui prévu par OPG. OPG continue à mettre régulièrement à jour le personnel de la CCSN sur sa gestion du rendement de ces tuyaux et de leur dégradation. Au cours du printemps 2005, 245 *tuyaux d'alimentation* ont été inspectés pour vérifier l'amincissement de leur paroi et 230 pour la présence de fissures. Le titulaire de permis a aussi vérifié la présence de fissures sur les soudures des raccords Grayloc des *tuyaux d'alimentation*. À l'exception d'un *tuyau d'alimentation*, toutes les conduites de

la tranche 2 ont été jugées en bon état. Sur le *tuyau d'alimentation* en question, on a trouvé que l'épaisseur de la paroi près de la soudure du raccord Grayloc était plus mince que la valeur minimale requise. Le titulaire de permis a présenté les résultats d'une analyse des contraintes afin de démontrer que l'état de ce tuyau était en assez bon pour demeurer en service jusqu'en mars 2008.

Tous les *générateurs de vapeur* (GV) de la tranche 2 ont été inspectés lors de l'arrêt au printemps 2005. Le personnel de la CCSN a jugé que les résultats de ces inspections étaient satisfaisants et qu'OPG avait démontré que les GV de la tranche 2 peuvent demeurer en service de manière sûre jusqu'au prochain arrêt planifié de la tranche.

En 2005, le personnel de la CCSN a étudié le rapport d'OPG portant sur les tests métallurgiques effectués sur les tubes des GV enlevés de la tranche 1 lors de l'arrêt au printemps 2004. Les tests ont montré qu'il n'y avait pas de signes que les anomalies sur les surfaces examinées étaient liées à des fissurations par fatigue ou par corrosion sous contrainte, ou à des attaques inter granulaires. Ces tests supportent conjointement avec les résultats finals de l'inspection, la conclusion que les GV de la tranche 1 sont en bon état.

#### 1.2.4.3 Fiabilité

Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés par OPG dans l'élaboration d'un programme « fiabilité » à Darlington afin de se conformer aux exigences de la norme d'application de la réglementation S-98 (Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires) qui a été distribuée en 2005.

Au chapitre de la disponibilité, les systèmes importants pour la sûreté ont bien fonctionné en 2005. Cependant, dû à une erreur humaine, le SAU#2 a été indisponible pendant une courte période et des mesures correctives ont été prises subséquemment afin d'éviter que cela ne se reproduise.

#### 1.2.4.4 Qualification de l'équipement

Un nombre relativement grand d'événements liés aux salles à l'épreuve de la vapeur se sont produits en 2005 (p. ex., portes laissées ouvertes). Ceci laisse supposer que le niveau de compréhension du personnel de la centrale de Darlington du programme de *qualification environnementale* (QE) n'était pas satisfaisant et que de la formation additionnelle peut être requise afin d'assurer la viabilité à long terme de ce programme. La constatation que l'ensemble des conditions retrouvé dans le manuel des conditions concernant les salles ayant une QE n'était pas fondé sur le rapport de sûreté de la centrale Darlington constituait une préoccupation importance. Il semblait exister un manque d'intégration entre les exigences et la documentation à l'appui en matière de QE et les exigences en matière de sûreté qui se trouvent dans les documents décrivant les exigences en matière de sûreté de l'exploitation. Cette observation est récente et le personnel de la CCSN va surveiller de près les mesures prises pour y donner suite et trouver une solution.

### 1.2.5 Préparation aux situations d'urgence

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

Une évaluation détaillée de l'intervention du titulaire de permis lors de la simulation d'un événement radiologique majeur a été effectuée à Darlington en 2005. Le personnel de la CCSN a conclu que, dans le contexte de cet exercice d'urgence, OPG avait démontré être compétente et prête à faire face à des accidents simulés, pouvoir échanger l'information tant sur la scène fédérale, provinciale que locale, et posséder une aptitude pour la prise de décision. La capacité du personnel de Darlington à mettre en œuvre le programme d'intervention en cas d'urgence lors de situations d'urgence simulées dépasse les attentes.

### 1.2.6 Protection environnementale

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ           | Cotes     |               |
|------------|-----------------------------|-----------|---------------|
|            |                             | Programme | Mise en œuvre |
| Darlington | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Darlington répondait aux attentes de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Darlington étaient inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* (LOD). Par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. De plus, il n'y a pas eu en 2005 à Darlington de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement.

### 1.2.7 Radioprotection

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|------------|-------------------|-----------|---------------|
|            |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Darlington | RADIOPROTECTION   | B         | B             |

Le personnel de la CCSN a évalué le programme de radioprotection à Darlington en faisant un suivi des *inspections de type II* et, au jour le jour, des problèmes courants. En 2005, la mise en œuvre de tous les éléments du programme de radioprotection à Darlington ont continué de répondre aux exigences. Les lacunes identifiées ont été jugées mineures et ne constituaient pas un risque à la santé et la sécurité des travailleurs.

### 1.2.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Darlington est documentée dans un *document aux commissaires* séparé (secret) (CMD 06- M35.A).

### 1.2.9 Garanties

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|------------|-------------------|-----------|---------------|
|            |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Darlington | GARANTIES         | B         | B             |

Les programmes en vigueur à Darlington en 2005 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondaient aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

En 2005, un événement rapportable s'est produit à Darlington lorsque un sceau de *garanties* en papier a été brisé au cours d'une inspection physique de l'inventaire effectuée par l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA). Des mesures correctives ont été prises et l'inspection a été complétée avec succès. Des mesures additionnelles ont été prises afin qu'un tel événement ne se reproduise pas.

## 1.3 PICKERING-A

### 1.3.1 Exploitation

| Site            | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme                  | Cotes     |               |
|-----------------|---|-----------|---------------|
|                 |   | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-<br>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             |

Le permis d'exploitation de la centrale Pickering-A a été renouvelé en 2005 pour une période de cinq ans.

Le domaine de sûreté « exploitation » à Pickering-A répondait aux attentes du personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. La centrale Pickering-A a été exploitée de manière sûre en 2005.

#### 1.3.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Ontario Power Generation (OPG) a agi prudemment en mettant la tranche 4 à l'arrêt lorsqu'un problème potentiel des *tuyaux d'alimentation* de la tranche 1 a été identifié (pour plus de détails, voir la section 1.4).

Au cours de l'année 2005, OPG a complété à Pickering-A le projet de remise en service de la tranche 1. Le personnel de la CCSN a jugé qu'OPG avait complété avec succès les essais et vérifications de mise en service et la tranche a atteint sa pleine puissance en octobre. L'exploitation de la tranche 1 et son rendement en matière de sûreté suite au redémarrage étaient satisfaisants. De plus, en 2005, OPG a informé le personnel de la CCSN de sa décision de ne pas remettre en service les tranches 2 et 3 à Pickering (voir la section D.4.6). Elles seront plutôt placées dans un état sûr à long terme. OPG a l'intention de décharger le combustible et drainer l'eau lourde des systèmes.

En 2005, trois transitoires se sont produits à la centrale Pickering-A - deux déclenchements et une *baisse contrôlée de puissance* (voir le tableau 1). Un des déclenchements a eu lieu lorsque le réacteur n'était pas divergent. L'autre s'est produit à la tranche 4 après le déclenchement d'une pompe du circuit caloporteur primaire (CCP) suivi d'une *baisse contrôlée de puissance* de 94% à 92.8% pleine puissance. Aucune anomalie n'a été observée dans le fonctionnement des systèmes de la tranche 4 en réponse au déclenchement et le personnel de la CCSN juge que le personnel de la centrale a répondu correctement afin de mettre le réacteur à l'arrêt de manière sûre. Depuis l'événement, afin de prévenir des répétitions, OPG a élaboré une stratégie d'inspection et de remplacement des garnitures des pompes du CCP.

OPG a présenté au personnel de la CCSN la dernière révision de ses documents portant sur les statuts et l'organisation de la branche nucléaire d'OPG. Le personnel de la CCSN a convenu qu'ils

reflètent toujours les attributs d'un programme global d'assurance de la qualité tel que défini dans la norme N286.0 de l'Association canadienne de normalisation (CSA).

OPG a soumis à la CCSN son rapport d'étape annuel 2005 concernant la garantie financière pour le déclassement et celui-ci couvrait un nombre de changements récents, dont la décision d'OPG de mettre à l'arrêt de façon permanente les tranches 2 et 3 à Pickering-A. Le personnel de la CCSN a examiné cette information et convenu que la garantie financière demeure valable, en vigueur, et suffisante pour les besoins de déclassement à Pickering-A.

#### 1.3.1.2 Conduite des opérations

En 2005, à Pickering-A, le personnel de la CCSN a effectué une série d'inspections de conformité en chantier (p. ex., bâtiments du réacteur, bâtiment de la turbine, et salle de commande principale). Il a trouvé que le rendement en matière de conduite des opérations était bon et peu de lacunes ont été identifiées.

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué une évaluation des activités lors de l'arrêt forcé de la tranche 4. Il a jugé que celles-ci étaient planifiées et exécutées adéquatement et répondaient aux exigences de la CCSN. Les résultats comprenaient aussi deux recommandations visant l'amélioration des procédures utilisées lors des arrêts forcés et le dépôt en temps opportun des rapports sommaires concernant la capacité opérationnelle.

En septembre 2005, une équipe d'examen de la sûreté nucléaire (OSART) de l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) a effectué une visite à Pickering-A afin d'évaluer les progrès réalisés par OPG pour donner suite aux recommandations et suggestions faites par l'équipe OSART lors de la mission de février 2004. L'équipe a conclu que Pickering-A avait réalisé des progrès importants pour régler les problèmes identifiés lors de la mission en 2004. Pour plus de détails, voir la section D.4.10.

Se fondant sur les résultats d'examens des rapports de faits saillants, le personnel de la CCSN juge qu'à Pickering-A, OPG répondait aux exigences en ce qui a trait aux rapports d'événements, incluant la détection et l'analyse promptes des événements et la soumission d'information adéquate.

#### 1.3.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Le personnel de la CCSN juge que la fréquence et le taux de sévérité des accidents rapportés par OPG en 2005 démontraient un bon rendement en matière de santé et sécurité au travail à Pickering-A. La valeur de l'indicateur de rendement (IR) « taux de gravité des accidents » à Pickering-A et Pickering-B (2.0 en 2005) n'était que légèrement au-dessus de la valeur pour l'ensemble de l'industrie (voir le tableau 9). Globalement, le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de rendement de la CCSN.

### 1.3.2 Assurance du rendement

| Site            | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme     | Cotes     |               |
|-----------------|------------------------------------|-----------|---------------|
|                 |                                    | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-<br>A | ASSURANCE DU RENDEMENT             | B         | B             |
|                 | Gestion de la qualité              | B         | B             |
|                 | Facteurs humains                   | B         | B             |
|                 | Formation, examen et accréditation | B         | B             |

Le domaine de sûreté « assurance du rendement » à Pickering-A répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN.

#### 1.3.2.1 Gestion de la qualité

En 2005, des *inspections de type I* effectuées par la CCSN ont révélé des anomalies concernant la supervision et le leadership exercés par la direction d'OPG, particulièrement en ce qui trait aux auto-évaluations et aux évaluations indépendantes. OPG a mis à jour la procédure directrice et l'a mise en œuvre.

Les mesures correctives se rapportant au respect et à la facilité d'utilisation des procédures étaient en cours tout au long de 2005. À la fin de l'année, OPG a soumis à la CCSN des informations visant à démontrer l'efficacité des mesures correctives prises. Cependant, un examen des rapports de faits saillants en 2005 a révélé un nombre d'événements causés par le non respect des procédures et un manque de direction. Le personnel de la CCSN continue d'évaluer l'efficacité des mesures correctives proposées par OPG.

#### 1.3.2.2 Facteurs humains

En se fondant sur les résultats des activités de conformité effectuées en 2005, le programme « facteurs humains » et sa mise en œuvre à Pickering-A répondaient aux attentes de la CCSN.

Le personnel de la CCSN examine actuellement l'information présentée par Pickering-A afin de démontrer que l'effectif minimal par quart était adéquat lors d'événements impliquant plusieurs tranches.

Le plan en matière de rendement humain à Pickering-A en 2005 identifiait huit aspects devant recevoir une attention accrue à la centrale, dont les auto-évaluations, l'usage de l'expérience d'exploitation, et le soutien aux entrepreneurs et aux nouveaux employés. OPG a assigné à des gestionnaires la responsabilité d'initiatives spécifiques en matière de rendement humain et de l'atteinte d'objectifs.

### 1.3.2.3 Formation, examen et accréditation

Un programme de formation du personnel accrédité a été évalué à Pickering-A en 2005: le programme de formation initiale sur simulateur des superviseurs/chefs de quart. De plus, une évaluation a été effectuée à Pickering-A de la partie du processus d'examens de requalification portant sur les tests de diagnostics sur le simulateur.

Le personnel de la CCSN a poursuivi son évaluation des efforts à Pickering-A visant à incorporer ses objectifs du programme spécifique à la centrale au programme de formation initiale des opérateurs de salle de commande. Cette initiative demande beaucoup de ressources et se déroule présentement selon l'horaire prévu afin de respecter l'échéance fixée en 2006.

Bien que les évaluations effectuées en 2005 aient révélé des lacunes, des progrès ont été réalisés à Pickering-A quant au respect des engagements pris concernant la mise en œuvre de mesures correctives pour les programmes de formation du personnel accrédité et non accrédité, de même que pour le programme d'examens de requalification. De plus, le taux de réussite aux examens d'accréditation était adéquat à Pickering-A.

### 1.3.3 Conception et analyse

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

Le domaine de sûreté « conception et analyse » à Pickering-A répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Les évaluations effectuées par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que le titulaire de permis continue d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et de sûreté de manière satisfaisante.

#### 1.3.3.1 Analyse de la sûreté

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que des analyses de sûreté acceptables ont été effectuées à Pickering-A en 2005 et que des progrès satisfaisants ont été réalisés pour la mise à jour de son rapport de sûreté. Les fonds octroyés par OPG aux programmes de recherche de même que la surveillance et l'évaluation qu'elle fait des nouvelles informations et des résultats de recherche afin de s'assurer de la justesse de l'analyse de la sûreté, étaient tous deux satisfaisants.

### 1.3.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire pour régler les dossiers génériques (DG). OPG a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus d'information sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui présente les changements pour chacun des DG en 2005.

### 1.3.3.3 Conception

On a découvert en 2005 une lacune du système de surveillance des particules dans les effluents gazeux. La perte d'un signal de ce système n'a pas été détectée à cause d'une lacune de la conception qui faisait qu'un mode de défaillance du système ne générât pas une alarme de la surveillance des effluents gazeux. Une alarme additionnelle a été ajoutée au logiciel afin de fournir un avertissement lors d'un tel événement.

L'indisponibilité du système d'alimentation électrique de secours de catégorie III a été attribuée à une lacune du processus de conception d'un organe de commande numérique qui a mené à l'inscription dans sa documentation de données erronées sur les points de consigne de la température. Le titulaire de permis a identifié et planifié des mesures afin de rectifier la situation, incluant corriger l'information et examiner la documentation de ce système de catégorie III.

## 1.3.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

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

Le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Pickering-A répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN.

### 1.3.4.1 Entretien

OPG est dotée de processus et procédures qui procurent direction et appui à son programme « entretien ». Ils ont contribué de façon positive au rendement global du programme « entretien » à Pickering-A en 2005.

Des processus et des procédures sont disponibles à Pickering pour effectuer la planification des travaux, réduire le retard accumulé, la surveillance et l'inspection des structures, systèmes et

composants, et la gestion de la durée de vie de la centrale. La mise en œuvre du programme de gestion de la durée de vie de la centrale n'est pas encore complétée.

#### 1.3.4.2 Intégrité structurale

Les résultats d'inspections périodiques effectuées à la tranche 1 de Pickering-A révélèrent des lacunes concernant les supports de composants du système caloporteur qui nécessitaient des mesures correctives et l'application de dispositions. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG de faire enquête sur les causes de ces lacunes et les incidences qu'elles pourraient avoir. La recherche d'une solution est en cours.

OPG a prélevé des échantillons par grattage sur quinze *tubes de force* de la tranche 1 entre octobre 2004 et janvier 2005. C'était la première fois que des échantillons étaient prélevés par grattage à Pickering-A depuis le remplacement à grande échelle des canaux de combustibles en 1987. Les résultats ont confirmé que les canaux de combustible de la tranche 1 à Pickering-A étaient en assez bon état pour être remis en service. Aucune autre inspection ou activité d'entretien des canaux de combustible des tranches de Pickering-A n'a été effectuée ou était prévue en 2005.

OPG a mis à l'arrêt la tranche 4 à Pickering en avril 2005 suite à la découverte de l'amincissement imprévu de la paroi de quatre *tuyaux d'alimentation* enlevés de la tranche 1 à la fin de 2004. Afin de s'assurer que les tranches pouvaient continuer d'être exploitées de manière sûre, OPG a effectué des inspections et analyses additionnelles afin de déterminer l'importance de l'amincissement des parois et a remplacé trois autres *tuyaux d'alimentation*. Le personnel de la CCSN a jugé que les résultats des inspections des *tuyaux d'alimentation* à Pickering-A étaient acceptables et justifiaient la poursuite de l'exploitation sûre des tranches 1 et 4 qui ont été redémarrées subséquentement en janvier 2005. Pour plus de détails, voir la section D.4.4.

En préparation au redémarrage de la tranche 1, OPG a inspecté dix *générateurs de vapeur* (GV) de 2001 à 2005. Au cours de l'arrêt imprévu au printemps 2005, OPG a effectué une inspection partielle de tous les douze GV de la tranche 4. Le test métallurgique d'un tube d'un GV de la tranche 4 a confirmé la présence d'une fissure axiale débutant sur la surface extérieure du tube. Se référant aux résultats de ces tests, le personnel de la CCSN a soulevé quelques inquiétudes sur l'intégrité structurale des tubes des GV de la tranche, auxquelles OPG a répondu.

La découverte d'indices sur la surface interne du tube (associés vraisemblablement à une attaque inter granulaire), combinée à de la fissuration du diamètre extérieur, a soulevé le besoin de réviser le plan de gestion de la durée de vie des GV à Pickering-A. OPG a soumis ses plans concernant le programme des GV et le programme de gestion de la durée de vie des GV à Pickering. Le personnel de la CCSN a conclu que les plans soumis justifiaient la remise en service des GV de la tranche 1 de même que le fonctionnement continu et sûr des GV de la tranche 4.

#### 1.3.4.3 Fiabilité

En 2005, OPG a continué à prendre des mesures pour se conformer aux exigences de la nouvelle norme d'application de la réglementation S-98 (Programmes de fiabilité pour les centrales

nucléaires). Les plans de conformité à la norme S-98 ont été élaborés de façon à être compatibles avec l'approche suivie par le secteur nucléaire.

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué une inspection de l'aspect du programme « fiabilité » à Pickering-A portant sur les processus de traitement des données et de maintien des registres. L'inspection a révélé que le processus suivi pour la collecte et le traitement des données sur la fiabilité, la formation sur le traitement de ces données, et le logiciel d'ordinateur ne répond pas aux attentes de la CCSN voulant que des processus officiels soient en place. La lacune du processus semble être compensée par les efforts du personnel d'OPG. OPG a soumis un plan et un horaire pour compléter les mesures correctives requises.

En 2005, tous les *systèmes spéciaux de sûreté* à Pickering-A ont atteint les objectifs de fiabilité réglementaires, bien que des indisponibilités du système de refroidissement d'urgence (voir les sections D.4.1, D.4.7, et D.4.8) et du système de confinement se sont produites. Sauf dans le cas du système d'alimentation électrique de catégorie III aux tranches 1 et 2 pendant que celles-ci étaient en *fermeture temporaire*, les objectifs de fiabilité des autres systèmes importants pour la sûreté ont été atteints.

#### 1.3.4.4 Qualification de l'équipement

Aucune nouvelle information n'a été soumise en 2005 au sujet de la *qualification environnementale* (QE) à Pickering-A. Le plan d'action et les mesures qu'OPG a entrepris en réponse aux résultats de l'inspection effectuée en 2004 devraient faire progresser la mise en œuvre du programme QE à Pickering-A et le rendre viable.

### 1.3.5 Préparation aux situations d'urgence

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

Les activités courantes de conformité à Pickering-A n'ont pas révélés de signes laissant supposer que la préparation aux situations d'urgence s'était dégradée de sorte à justifier un changement de l'évaluation du rendement par rapport à l'année dernière. La partie se rapportant aux interventions en cas d'urgence de la réponse globale, suite à la découverte d'articles suspects à la tranche 1 (voir la section D.4.5), était appropriée. Le programme de préparation aux situations d'urgence et sa mise en œuvre à Pickering-A ont continué de dépasser les attentes.

### 1.3.6 Protection environnementale

| Site        | DOMAINE DE SÛRETÉ           | Cotes     |               |
|-------------|-----------------------------|-----------|---------------|
|             |                             | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-A | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Pickering-A répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les données provenant de la surveillance des rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives en 2005 à Pickering-A montrent qu'ils étaient continuellement inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* (LOD). En se fondant sur les données radiologiques environnementales de 2004, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. De plus, il n'y a pas eu à Pickering-A de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement.

### 1.3.7 Radioprotection

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

Dû aux inspections et réparations des *tuyaux d'alimentation*, les doses cumulées à Pickering-A en 2005 dépassaient les objectifs fixés par OPG. De nombreuses entrées dans la salle des *générateurs de vapeur* des tranches 1 et 4 ont été effectuées alors que le réacteur était en puissance afin de vérifier la présence de fuites, de répondre à des alarmes et de régler des problèmes. Cependant les doses cumulées ne dépassaient pas les limites réglementaires et on estime qu'elles ne présentaient pas un risque indu aux travailleurs en cause.

Le plan d'action en réponse à l'*inspection de type II* effectuée à Pickering-A en mai 2004 a progressé de façon satisfaisante et il est prévu qu'il sera complété en 2006.

En 2005, tous les éléments du programme de radioprotection à Pickering-A ont continué de répondre aux exigences de mise en œuvre. Les lacunes identifiées ont été jugées mineures et ne constituaient pas un risque à la santé et la sécurité des travailleurs.

### 1.3.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Pickering-A est documentée dans un *document aux commissaires* séparé (secret) (CMD 06-M35.A).

### 1.3.9 Garanties

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

Les programmes en vigueur à Pickering-A en 2005 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondaient aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

En 2005, l'entrée au site d'un inspecteur de l'AIEA a été retardée par des considérations d'identification. Un plan de mesures correctives a été complété, mettant emphase sur la formation des gardes de sécurité et la mise à jour des procédures du contrôle d'accès à Pickering comme moyens pour permettre un accès plus rapide au personnel de l'AIEA.

## 1.4 PICKERING-B

### 1.4.1 Exploitation

| Site            | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme                  | Cotes     |               |
|-----------------|---|-----------|---------------|
|                 |   | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-<br>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             |

Pickering-B est approximativement à mi-chemin des cinq ans que dure son permis d'exploitation.

Le domaine de sûreté « exploitation » à Pickering-B répondait aux attentes du personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. La centrale Pickering-B a été exploitée de manière sûre en 2005.

#### 1.4.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

En 2005, deux déclenchements du réacteur se sont produits à la centrale Pickering-B - tous les deux à la tranche 8. Le premier était lié à l'entretien d'un *système d'arrêt d'urgence* (voir le tableau 1) et le deuxième a fait suite à un déclenchement de la turbine au cours du redémarrage qui a suivi le premier déclenchement du réacteur. Des problèmes de l'alternateur ont aussi occasionné plusieurs arrêts forcés et la présence d'algues à l'entrée de l'eau de circulation a causé l'arrêt simultané de plusieurs tranches (voir la section D.5.4). Aucun problème majeur n'a été observé par le personnel de la CCSN au cours de ces transitoires et Ontario Power Generation (OPG) a pris des mesures correctives pour régler les problèmes d'équipement qui ont causé ou contribué aux événements.

Neuf transitoires imprévus se sont produits à Pickering-B en 2005 (voir le tableau 1), mais, tel que mentionné ci avant, seulement deux étaient des déclenchements du réacteur. Ceci se compare favorablement aux 14 transitoires imprévus de 2003 (voir le tableau 3) qui comportaient huit déclenchements. L'indice de rendement (IR) « coefficient de perte de capacité imprévue » a aussi diminué considérablement depuis 2003 (voir le tableau 5). Tenant compte de l'amélioration générale et continue de l'exploitation depuis 2003 et de la diminution du nombre de déclenchements, d'autres transitoires, et d'arrêts forcés, on juge maintenant que la mise en œuvre du programme « gestion de l'organisation et de la centrale » répond aux attentes de la CCSN.

OPG a présenté au personnel de la CCSN la dernière révision de ses documents portant sur les statuts et l'organisation de la branche nucléaire d'OPG. Le personnel de la CCSN a convenu qu'ils reflètent toujours les attributs d'un programme global d'assurance de la qualité tel que défini dans la norme N286.0 de l'Association canadienne de normalisation (CSA).

OPG a soumis à la CCSN son rapport d'étape annuel 2005 concernant la garantie financière pour le déclassement. Le personnel de la CCSN a examiné cette information et convenu que la garantie financière demeure valable, en vigueur, et suffisante pour les besoins de déclassement à Pickering-B.

#### 1.4.1.2 Conduite des opérations

En 2005, à Pickering-B, le personnel de la CCSN a effectué une série d'inspections de conformité en chantier (p. ex., bâtiments du réacteur, bâtiment de la turbine, et salle de commande principale). Il a conclu que le rendement en matière de conduite des opérations était bon et peu de lacunes ont été identifiées. Le personnel de la CCSN a aussi évalué les activités liées aux arrêts planifiés et, bien que des problèmes ayant rapport à l'effectif, à la disponibilité des pièces, au travail exploratoire et au retour sur le travail continuaient à nuire au rendement lors des arrêts, il a conclu que ceux-ci étaient planifiés et exécutés adéquatement.

Se fondant sur les résultats d'examens des rapports de faits saillants, le personnel de la CCSN juge qu'à Pickering-B, OPG répondait aux exigences en ce qui a trait aux rapports d'événements, incluant la détection et l'analyse promptes des événements et la soumission d'information adéquate.

#### 1.4.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

Le personnel de la CCSN juge que la fréquence et le taux de sévérité des accidents rapportés par OPG en 2005 démontraient un bon rendement en matière de santé et sécurité au travail à Pickering-B. La valeur de l'indicateur de rendement (IR) « taux de gravité des accidents » à Pickering-A et Pickering-B (2.0 en 2005) n'était que légèrement au-dessus de la valeur pour l'ensemble de l'industrie (voir le tableau 9). Globalement, le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de rendement de la CCSN.

### 1.4.2 Assurance du rendement

| Site            | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme     | Cotes     |               |
|-----------------|------------------------------------|-----------|---------------|
|                 |                                    | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-<br>B | ASSURANCE DU RENDEMENT             | B         | B             |
|                 | Gestion de la qualité              | B         | B             |
|                 | Facteurs humains                   | B         | B             |
|                 | Formation, examen et accréditation | B         | B             |

Le domaine de sûreté « assurance du rendement » à Pickering-B répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Au cours des inspections de conformité, le personnel de la CCSN a observé que les politiques, les procédures, l'environnement de travail ainsi que le comportement et les attitudes du personnel d'OPG démontraient une bonne culture de sûreté à Pickering-B. Le personnel de la CCSN reconnaît aussi qu'OPG évalue sa culture de sûreté afin d'identifier tant les aspects positifs que ceux nécessitant une amélioration continue.

#### 1.4.2.1 Gestion de la qualité

Des *inspections de type I* effectuées par la CCSN ont révélé des anomalies concernant la supervision et le leadership exercés par la direction d'OPG, particulièrement en ce qui trait aux auto-évaluations et les évaluations indépendantes. OPG a mis à jour la procédure directrice et l'a mise en œuvre.

Les mesures correctives se rapportant au respect et à la facilité d'utilisation des procédures étaient en cours tout au long de 2005. À la fin de l'année, OPG a soumis des informations à la CCSN visant à démontrer l'efficacité des mesures correctives prises. Cependant, un examen des rapports de faits saillants en 2005 a révélé un nombre d'événements causés par le non respect des procédures et un manque de direction. Le personnel de la CCSN continue d'évaluer l'efficacité des mesures correctives proposées par OPG.

Au moment de renouveler le permis d'exploitation de Pickering-B en 2003, des problèmes ont été soulevés au sujet de la préparation de tendances concernant l'identification et la résolution des problèmes ainsi que les plans de mesures correctives à OPG (voir le rapport annuel 2004, INFO-0752). Depuis, OPG a examiné les causes et régler certaines lacunes afin de prévenir la répétition de problèmes similaires. OPG a aussi effectué une auto-évaluation de la mise en œuvre des mesures correctives. Le personnel de la CCSN va revenir sur ce sujet afin de confirmer que les mesures correctives ont été efficaces.

#### 1.4.2.2 Facteurs humains

En se fondant sur les résultats des activités de conformité effectuées en 2005, le programme « facteurs humains » et sa mise en œuvre à Pickering-B répondaient aux attentes de la CCSN. La section 2.2.2 décrit les modifications aux permis d'exploitation de Pickering-B apportées en 2005 afin d'officialiser les délais concernant les améliorations requises à la dotation du personnel accrédité. Le personnel de la CCSN examine actuellement l'information présentée par Pickering-B afin de démontrer que l'effectif minimal par quart est adéquat lors d'événements impliquant plusieurs tranches.

Le plan en matière de rendement humain à Pickering-B en 2005 identifiait huit aspects devant recevoir une attention accrue à la centrale, dont les auto-évaluations, l'usage de l'expérience d'exploitation, et le soutien aux entrepreneurs et aux nouveaux employés. OPG a assigné à des gestionnaires la responsabilité d'initiatives spécifiques en matière de rendement humain et de l'atteinte d'objectifs.

En 2005, le personnel de la CCSN a observé un exercice simulant une perte de caloporteur, organisé afin de démontrer que l'effectif minimal par quart est adéquat, qui s'est avéré un succès.

#### 1.4.2.3 Formation, examen et accréditation

En 2005, un programme de formation du personnel non accrédité (le programme de formation en radioprotection) a été évalué dans le cadre d'une *inspection de type I* de la CCSN portant sur le programme de radioprotection à Pickering-B.

Le personnel de la CCSN a poursuivi son évaluation des efforts à Pickering-B visant à incorporer ses objectifs du programme spécifique à la centrale au programme de formation initiale des opérateurs de salle de commande. Cette initiative demande beaucoup de ressources et se déroule présentement selon l'horaire prévu afin de respecter l'échéance fixée en 2006.

Le 16 novembre 2005, une défaillance en position ouverte du clapet à la sortie du compresseur du système des barres liquides de la tranche 8 a entraîné un cycle rapide d'arrêts et de démarrages du compresseur et un transitoire de puissance. Selon le chef de l'exploitation, la réaction de l'équipe de la salle de commande lors de cet événement impliquant le système des barres liquides ne répondait pas aux attentes relatives à la prise de décisions prudentes. Le personnel de la CCSN examine cet événement et fait un suivi auprès du personnel de Pickering-B.

Bien que les évaluations effectuées en 2005 aient révélé des lacunes, des progrès ont été réalisés à Pickering-B quant au respect des engagements pris concernant la mise en œuvre de mesures correctives pour les programmes de formation du personnel accrédité et non accrédité, de même que pour le programme d'examens de requalification. De plus, le taux de réussite aux examens d'accréditation était adéquat à Pickering-B.

### 1.4.3 Conception et analyse

| Site            | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme | Cotes     |               |
|-----------------|--------------------------------|-----------|---------------|
|                 |                                | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-<br>B | CONCEPTION ET ANALYSE          | B         | C             |
|                 | Analyse de la sûreté           | B         | B             |
|                 | Questions de sûreté            | B         | B             |
|                 | Conception                     | B         | C             |

La mise en œuvre du domaine de sûreté « conception et analyse » à Pickering-B était inférieure aux attentes. Des modifications à la conception, requises afin d'éliminer des lacunes identifiées lors de la panne générale d'électricité en 2003, n'ont toujours pas été effectuées.

#### 1.4.3.1 Analyse de la sûreté

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que des analyses de sûreté acceptables ont été effectuées à Pickering-B en 2005 et que des progrès satisfaisants ont été réalisés pour la mise à jour de son rapport de sûreté. Les fonds octroyés par OPG aux programmes de recherche, de même que la surveillance et l'évaluation qu'elle fait des nouvelles informations et des résultats de recherche afin de s'assurer de la justesse de l'analyse de la sûreté, étaient tous deux satisfaisants.

Au moment du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Pickering-B en 2003, on avait jugé que deux problèmes relatifs à l'analyse de la sûreté nécessitaient une surveillance continue. Le premier se rapportait à des changements à la configuration de la centrale dus au vieillissement (p. ex., le fluage des *tubes de force*) qui peuvent avoir une incidence sur les hypothèses faites pour les analyses d'accident. Les efforts d'OPG pour surveiller les changements occasionnés par le

vieillesse et évaluer leur incidence potentielle sur les analyses d'accident à court terme (pendant la durée du permis d'exploitation), sont jugés satisfaisants. OPG travaille présentement à élaborer une approche à long terme et le personnel de la CCSN continue de suivre ce travail de près.

Le deuxième problème concerne la capacité d'évacuer la chaleur résiduelle du combustible advenant un accident entraînant une perte prolongée de toutes les sources froides. Le personnel de la CCSN a évalué les résultats de l'étude effectuée par OPG à ce sujet et a conclu que le risque pour le public lié à un tel événement était très faible et aucune autre mesure n'était requise.

#### 1.4.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire pour régler les dossiers génériques (DG). OPG a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus d'information sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui présente les changements pour chacun des DG en 2005.

#### 1.4.3.3 Conception

La panne générale d'électricité en août 2003 a permis d'exposer des lacunes de la conception de certains systèmes à Pickering-B. Ces lacunes avaient une incidence sur la défense en profondeur globale de la centrale. Les problèmes qui persistent concernant l'eau de service et l'eau d'incendie sont décrits à la section D.5.1. Cependant, la lacune principale était l'impossibilité de refroidir le réacteur suite une perte du réseau, nécessitant ainsi que les tranches demeurent réchauffées et qu'une circulation par thermosiphon s'établisse pour évacuer la chaleur résiduelle.

OPG a installé une source d'alimentation électrique provisoire suffisante pour refroidir une tranche lors d'une perte de l'alimentation électrique hors site advenant un besoin de refroidir une tranche. On installe de façon permanente des génératrices à grande capacité activées par des turbines à combustion afin de pouvoir alimenter toutes les tranches. De plus, des modifications ont été apportées afin d'accroître la probabilité que les tranches continuent à fonctionner suite à un tel événement. La mise en œuvre du programme « conception » à Pickering-B sera jugé inférieur aux exigences aussi longtemps que les turbines à combustion ne seront pas installées et que les tranches ne pourront pas être refroidies advenant une perte de l'alimentation électrique hors site.

Le personnel de la CCSN a examiné certains aspects de la mise en œuvre du programme de la protection contre l'incendie à Darlington en 2005. La mise en œuvre du programme du titulaire de permis visant l'amélioration de la protection contre l'incendie est complétée en grande partie bien qu'il subsiste toujours certaines questions sur la capacité d'approvisionnement en eau de lutte contre les incendies pour certains événements de dimensionnement.

On étudie présentement des problèmes de conception hérités qui se sont manifestés lors d'événements mineurs survenus à Pickering-B en 2005.

OPG a distribué en 2005 des exigences en matière de sûreté de l'exploitation qui décrivent les limites d'exploitation sûre pour 16 des plus importants systèmes. L'achèvement de ces documents constitue la dernière étape du projet de clôture portant sur la gestion de la configuration - une

contribution importante aux efforts visant à établir une exploitation améliorée et plus sûre à Pickering-B.

En 2003, une fuite d'eau déminéralisée a entraîné l'arrêt de toutes les quatre tranches à Pickering-B (voir le rapport annuel 2003, INFO-0745). OPG a colmaté la fuite sur le système d'alimentation en eau déminéralisée et a apporté des corrections à ses procédures d'exploitation. OPG a apporté certaines améliorations pour réduire la fragilité de ce système et d'autres font l'objet de considérations.

#### 1.4.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

| Site                | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme            | Cotes     |               |
|---------------------|---|-----------|---------------|
|                     |   | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-<br><br>B | APTITUDE FONCTIONNELLE DE<br>L'ÉQUIPEMENT | B         | C             |
|                     | Entretien                                 | B         | C             |
|                     | Intégrité structurale                     | B         | B             |
|                     | Fiabilité                                 | B         | C             |
|                     | Qualification de l'équipement             | B         | B             |

La mise en œuvre du domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Pickering-B était inférieure aux attentes. Des problèmes de mise en œuvre ont eu une incidence négative sur la défense en profondeur globale de la centrale et ont contribué à une augmentation de la fréquence des incidents, accidents, et indices précurseurs. De plus, il n'est pas certain que les programmes soient mis en œuvre d'une manière permettant d'établir les niveaux de conformité requis selon le régime réglementaire. Plus particulièrement, le processus suivi pour maintenir la fiabilité des génératrices de secours et d'autres systèmes importants pour la sûreté présente des failles à plusieurs niveaux différents dont la gestion, l'approvisionnement, l'entretien, et l'évaluation du risque. Il est aussi nécessaire que le titulaire de permis fixe des objectifs au sujet des retards accumulés en entretien et démontre qu'il peut les atteindre.

OPG a mis de l'avant un programme d'amélioration de l'équipement intitulé « 85/5 » ce qui signifie qu'on vise comme objectifs un facteur de capacité de 85% et un taux de perte forcée de 5%. Bien que ces objectifs visent la production, les améliorations apportées afin de les atteindre ont aussi une incidence sur le rendement en matière de sûreté de la centrale. Le personnel de la CCSN reconnaît le besoin d'un tel programme d'amélioration et fait un suivi des progrès réalisés en ce qui a trait à l'atteinte des objectifs.

##### 1.4.4.1 Entretien

OPG est dotée de processus et procédures qui procurent direction et appui à son programme « entretien ». Ils ont contribué de façon positive au rendement global du programme « entretien » à Pickering-B en 2005.

Des processus et des procédures sont disponibles à Pickering pour effectuer la planification des travaux, réduire le retard accumulé, la surveillance et l'inspection des structures, systèmes et composants, et la gestion de la durée de vie de la centrale. La mise en œuvre du programme de gestion de la durée de vie de la centrale n'est pas encore complétée.

Depuis le dernier renouvellement du permis d'exploitation en 2003, OPG a complété les inspections de l'état de l'équipement qui fait partie du programme portant sur le vieillissement à Pickering-B.

Le personnel de la CCSN a évalué l'état du rendement en matière d'entretien à Pickering-B en 2005 et observé que les retards accumulés au chapitre de l'entretien demeurent trop grands. On a aussi noté des signes d'amélioration des aspects suivants: la mise à niveau des procédures d'entretien, l'examen du feedback dans les rapports d'entretien préventif, les demandes de changements et le programme d'étalonnage de l'instrumentation. Les retards accumulés au chapitre de l'entretien préventif, en cours d'exploitation et lors d'arrêts n'ont pas diminué de façon importante. La mise en œuvre du programme « entretien » continuera d'être jugée inférieure aux exigences jusqu'à ce qu'OPG démontre que les objectifs fixés concernant les retards accumulés à Pickering-B, et auxquels le personnel de la CCSN a donné son accord, sont atteints.

#### 1.4.4.2 Intégrité structurale

Au cours des arrêts planifiés et forcés en 2005, OPG a effectué des examens et des activités d'entretien sur les canaux de combustible des tranches 5 et 6. Dix canaux de combustible de la tranche 5 et quinze de la tranche 6 ont été inspectés à la longueur. Le personnel de la CCSN a accepté les nouvelles limites d'exploitation découlant des dispositions prises pour tenir compte des anomalies les plus restrictives. Bien qu'aucun entretien ou inspections des canaux de combustible n'ont été effectués aux tranches 7 et 8 en 2005, OPG a examiné à nouveau la possibilité de la formation d'ampoules causées par des contacts dans les canaux de combustible et les hydrures. Les résultats de cet examen justifiaient la poursuite de leur exploitation jusqu'au prochain arrêt planifié en 2006 lorsqu'il est prévu de localiser et repositionner au besoin les patins d'espacement.

Au cours de l'arrêt des tranches 5 et 6 au printemps 2005, OPG a inspecté des *tuyaux d'alimentation* afin de vérifier l'amincissement de leur paroi et la présence de fissures. OPG a soumis une analyse qui définissait l'épaisseur requise de la paroi des *tuyaux d'alimentation* à Pickering-B et le personnel de la CCSN l'a jugée acceptable. Le personnel de la CCSN examine présentement une mise à jour de la stratégie et du plan d'OPG portant sur la gestion du vieillissement des *tuyaux d'alimentation*.

La tranche 5 a été mise à l'arrêt après son redémarrage parce que des attaches de verrouillage se sont brisées dans trois *générateurs de vapeur* (GV). OPG a informé le personnel de la CCSN que les membranes des joints d'étanchéité des plaques de séparation et les composants connexes ont été remplacés et que des petits fragments des membranes pouvaient se trouver dans le circuit caloporteur primaire. OPG a présenté une étude démontrant que ces fragments n'avaient aucune incidence sur la sûreté. Le personnel de la CCSN a conclu que le plan d'action proposé par OPG était approprié.

OPG a inspecté six GV à chacune des tranches 5 et 6. Le personnel de la CCSN a accepté la conclusion d'OPG à l'effet que les GV de ces tranches peuvent continuer de fonctionner de manière sûre jusqu'au prochain arrêt prévu.

#### 1.4.4.3 Fiabilité

En 2005, OPG a continué à prendre des mesures pour se conformer aux exigences de la nouvelle norme d'application de la réglementation S-98 (Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires). Les plans de conformité ont été élaborés de façon à être compatibles avec l'approche suivie par le secteur nucléaire.

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué une inspection de l'aspect du programme « fiabilité » à Pickering-B portant sur les processus de traitement des données et de maintien des registres. L'inspection a révélé que le processus suivi pour la collecte et le traitement des données sur la fiabilité, la formation sur le traitement de ces données, et le logiciel d'ordinateur ne répond pas aux attentes de la CCSN voulant que des processus officiels soient en place. La lacune du processus semble être compensée par les efforts du personnel d'OPG. OPG a soumis un plan et un horaire pour compléter les mesures correctives requises.

Les systèmes SAU#1 et de confinement ont été indisponibles pendant certaines périodes en 2005 mais ils ont tout de même atteint leurs objectifs de fiabilité annuels. Cependant, la fiabilité du système de refroidissement d'urgence n'a pas atteint l'objectif réglementaire à cause d'une indisponibilité de ce système. Les indisponibilités des *systèmes spéciaux de sûreté* ont été attribuées à des erreurs d'opérateurs, des lacunes du programme « entretien » et des procédures d'exploitation, et des faiblesses du processus servant à choisir et mettre en œuvre les mesures correctives pour prévenir des répétitions.

Sauf dans les cas des systèmes d'alimentation électrique de catégorie III et hors site, les objectifs de fiabilité des autres systèmes importants pour la sûreté ont été atteints en 2005. Quatre incidents se sont produits au cours desquels ces systèmes électriques ont été jugés indisponibles pour différentes raisons (des détails additionnels sont disponibles aux sections D.5.2 et D.5.3). L'*analyse des causes fondamentales* a révélé des lacunes importantes dans la gestion globale de la fiabilité de ces systèmes. Des problèmes non résolus qui persistaient depuis longtemps ont mené à une baisse du rendement et de la fiabilité du système d'alimentation électrique de catégorie III à un niveau inférieur aux attentes du personnel de la CCSN. La direction de la centrale n'a pas reconnu l'importance des risques que présentaient ces problèmes, retardant ainsi les projets d'amélioration. On n'a pas accordé suffisamment d'attention à la dégradation de l'état de l'équipement, la disponibilité des pièces de rechange, et au programme des mesures correctives.

OPG a complété en 2006 l'évaluation probabiliste des risques (EPR) à Pickering-B.

#### 1.4.4.4 Qualification de l'équipement

Une inspection effectuée par la CCSN du programme de *qualification environnemental* (QE) à Pickering-B a permis de conclure que ce programme et sa mise en œuvre atteignaient les buts sous-tendus des critères d'acceptation de la CCSN. L'inspection a permis d'observer que le niveau de compréhension de ce programme par la direction et le personnel de la centrale était satisfaisant. Cependant, la mise en œuvre de la partie du programme portant sur la surveillance des conditions et de l'environnement tardait de façon importante.

### 1.4.5 Préparation aux situations d'urgence

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

Les activités courantes de conformité à Pickering-B n'ont pas révélés de signes laissant supposer que la préparation aux situations d'urgence s'était dégradée de sorte à justifier un changement de l'évaluation du rendement par rapport à l'année dernière. Le programme de préparation aux situations d'urgence et sa mise en œuvre à Pickering-B ont continué à dépasser les attentes.

### 1.4.6 Protection environnementale

| Site        | DOMAINE DE SÛRETÉ           | Cotes     |               |
|-------------|-----------------------------|-----------|---------------|
|             |                             | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-B | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Pickering-B répondait aux attentes de la CCSN en 2005, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives étaient inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* (LOD). En se fondant sur les données radiologiques environnementales de 2004, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. De plus, il n'y a pas eu à Pickering-B de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement. Le déversement d'eau lourde en décembre 2005 a occasionné un rejet à l'environnement qui était bien inférieur aux limites réglementaires (voir la section D.5.5).

Au moment du renouvellement du permis d'exploitation de Pickering-B en 2003, un problème a été identifié concernant la mesure exacte des rejets de gaz rares à des niveaux bien inférieurs à la LOD. Depuis, OPG a orienté ses efforts à résoudre des problèmes avec le nouvel et plus sensible équipement de surveillance des effluents gazeux installé aux tranches 1 et 4 de Pickering-A. OPG a l'intention d'installer le même équipement à Pickering-B si les problèmes sont réglés, autrement, elle va considérer d'autres fournisseurs. Un réseau de spectromètres gamma est aussi en place dans le secteur afin de fournir une approximation plus directe de la dose externe au public due aux rejets de gaz rares. Historiquement, les doses dues à ces rejets de la centrale ont été relativement de peu d'importance comparativement aux lectures du bruit de fond.

Dans un autre ordre d'idées, une installation d'extraction du tritium a été mise en place en novembre 2004 et fonctionne depuis.

Au moment du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Pickering-B en 2003, un problème a été identifié concernant l'utilisation provisoire de LOD conservatrices pendant que les modèles des voies d'exposition des humains, sur lesquels les LOD sont fondées, étaient mis à jour. Depuis, OPG a révisé ces voies d'exposition et les LOD véritables à Pickering. Le personnel de la CCSN a accepté les révisions apportées aux LOD de Pickering bien que les LOD provisoires sont encore en vigueur jusqu'à ce que le permis d'exploitation soit modifié.

#### 1.4.7 Radioprotection

| Site        | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|-------------|-------------------|-----------|---------------|
|             |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-B | RADIOPROTECTION   | B         | B             |

Deux événements se sont produits à Pickering-B en 2005 au cours desquels un seuil d'action a été excédé, des absorptions de tritium excédant les seuils d'action, et OPG a rapporté ces événements à la CCSN. Les doses cumulées à Pickering-B en 2005 dépassaient les objectifs fixés mais elles étaient inférieures aux limites réglementaires et on a estimé qu'elles ne constituaient pas un risque indu pour les travailleurs en cause.

Au cours des mois d'avril et mai 2005, la CCSN a effectué une *inspection de type I* du programme de radioprotection à Pickering-B et a émis douze avis d'actions. Le personnel de la CCSN évalue le plan d'action d'OPG pour régler les problèmes et planifie effectuer un activité de conformité pour donner suite.

En 2005, tous les éléments du programme de radioprotection à Pickering-B ont continué de répondre aux exigences de mise en œuvre. Les lacunes identifiées ont été jugées mineures et ne constituaient pas un risque à la santé et la sécurité des travailleurs.

#### 1.4.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Pickering-B est documentée dans un *document aux commissaires* séparé (secret) (CMD 06- M35.A).

#### 1.4.9 Garanties

| Site        | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|-------------|-------------------|-----------|---------------|
|             |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Pickering-B | GARANTIES         | B         | B             |

Les programmes en vigueur à Pickering-B en 2005 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondaient aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

Deux événements dignes de mention et ayant une incidence sur les *garanties* se sont produits à Pickering-B en 2005. Dans un cas, l'alimentation électrique à un compteur de grappes de combustible a été interrompue pendant approximativement quatre jours et demi. Le personnel de la centrale Pickering-B a agi promptement afin d'établir une alimentation électrique secondaire. Dans le second cas, le disjoncteur de l'alimentation électrique secondaire a déclenché au moment où deux grappes de combustible usé passaient devant les détecteurs du même compteur de grappes. Le disjoncteur a été réarmé en moins de dix minutes et l'alimentation électrique normale du compteur de grappes de combustible a été rétablie après un arrêt à des fins d'entretien. Dans les deux cas, aucune donnée relative aux *garanties* n'a été perdue.

Aussi en 2005, l'entrée au site d'un inspecteur de l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) a été retardée par des considérations d'identification. Un plan de mesures correctives a été complété, mettant emphase sur la formation des gardes de sécurité et la mise à jour des procédures du contrôle d'accès à Pickering comme moyens pour permettre un accès plus rapide au personnel de l'AIEA.

#### **1.4.10 Conclusion**

OPG a exploité la centrale Pickering-B de manière sûre en 2005 et a continué à prendre des mesures appropriées pour améliorer la condition de l'équipement de la centrale et corriger les lacunes de conception identifiées lors de la panne générale d'électricité en août 2003. En particulier, les travaux d'installation des génératrices activées par des turbines à combustion ont progressé de façon continue.

Depuis le renouvellement du permis d'exploitation en 2003, le nombre de transitoires et d'arrêts forcés a diminué à Pickering-B. Le programme « gestion de l'organisation et de la centrale » répond maintenant aux exigences. OPG a réalisé des progrès dans plusieurs domaines visant l'amélioration du rendement, de la sûreté et de la sécurité, dont:

- la mise en œuvre du programme d'amélioration de l'équipement intitulé « 85/5 »;
- la distribution et la mise en œuvre d'exigences en matière de sûreté de l'exploitation qui décrivent les limites d'exploitation sûre pour 16 des plus importants systèmes;
- l'achèvement de l'EPR à Pickering-B; et
- l'achèvement des inspections de l'état de l'équipement dans le cadre du programme portant sur le vieillissement.

On juge que tous les programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement », de même que leur mise en œuvre, répondent maintenant aux exigences. Cependant, dû aux incidents mettant en cause l'indisponibilité de systèmes de sûreté en 2005, la mise en œuvre du programme « fiabilité » est jugée inférieure aux exigences.

## 1.5 GENTILLY-2

### 1.5.1 Exploitation

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme                  | Cotes     |               |
|------------|---|-----------|---------------|
|            |   | Programme | Mise en œuvre |
| 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 domaine de sûreté « exploitation » à Gentilly-2 répondait aux attentes du personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué de façon adéquate à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et, en général, à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Bien que la centrale de Gentilly-2 ait été exploitée de manière sûre en 2005, on a observé une certaine dégradation dont Hydro-Québec devrait s'occuper sans tarder.

#### 1.5.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Il n'y a pas eu de *défaillances graves de système fonctionnel* à Gentilly-2 en 2005. Les systèmes de sûreté ont réagi tel que conçus lors des trois transitoires qui se sont produits : un déclenchement du réacteur (précédé d'un *recul rapide de puissance*), un *recul rapide de puissance* et une *baisse contrôlée de puissance* (voir le tableau 1). La *baisse contrôlée de puissance* en 2005 et le *recul rapide de puissance* en 2004 étaient liés à des problèmes de gestion de la configuration. Le personnel de la CCSN considère qu'il est important de rectifier ces problèmes en temps opportun afin de maintenir une défense en profondeur.

Les processus de gestion d'Hydro-Québec étaient conformes aux normes applicables et des programmes portant sur la tenue des lieux et l'exclusion des corps étrangers étaient en vigueur. On a fait face à certaines difficultés lors de la mise en œuvre de ces programmes en 2005. Cependant, il y a eu des progrès comparativement au rendement antérieur et le personnel de la CCSN fait un suivi auprès d'Hydro-Québec.

On a observé, au début de 2005, qu'Hydro-Québec n'avait pas effectué et documenté quelques auto-évaluations requises et qui constituent des activités de surveillance clé servant à s'assurer que le titulaire de permis remplit efficacement ses responsabilités en matière de sûreté. Ceci est aussi abordé à la section 1.5.2.1.

Le programme d'information public et les garanties liées au déclassement répondaient aux exigences de la CCSN en 2005.

### 1.5.1.2 Conduite des opérations

Les programmes portant sur le respect des procédures, les communications, le contrôle des changements, la gestion des arrêts et l'accréditation des opérateurs n'ont pas été évalués formellement en 2005 mais ils sont toujours considéré satisfaisants.

Le respect des procédures a constitué un problème dans plusieurs domaines en 2005. Hydro-Québec a effectué des changements considérables au domaine « radioprotection » qui, une fois pleinement mis en œuvre, devraient apporter une amélioration importante.

Plusieurs incidents mettant en cause des vannes mal positionnées ont été observés en 2005. On a aussi noté que le processus de contrôle de la documentation d'Hydro-Québec comportait des anomalies, particulièrement en ce qui a trait à la mise à jour de l'information et le contrôle des révisions de documents. Le personnel de la CCSN effectue un suivi auprès d'Hydro-Québec sur chacun de ces points.

Les pratiques opérationnelles observées lors de l'arrêt en 2005 ont révélé un rendement faible dans un nombre de domaines incluant l'alignement des systèmes (gestion de la configuration), la protection contre l'incendie, l'exclusion des corps étrangers, et la protection des travailleurs. Des incidents liés au nettoyage des *générateurs de vapeur* (GV) effectué lors de l'arrêt sont décrits à la section D.6.2. Hydro-Québec a mis en œuvre plusieurs initiatives afin d'améliorer le rendement lors des arrêts. Avant le redémarrage, le personnel de la CCSN a effectué une inspection spéciale axée sur l'alignement des systèmes et l'exclusion des corps étrangers. Cette inspection a démontré qu'Hydro-Québec avait mis en place des mesures suffisamment adéquates pour permettre le redémarrage. Des inspections effectuées ultérieurement par le personnel de la CCSN n'ont pas révélé d'autres problèmes.

### 1.5.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

La valeur de l'indicateur de rendement « taux de gravité des accidents » à Gentilly-2 (3.6 en 2005) était légèrement supérieure à la valeur pour l'ensemble de l'industrie (voir le tableau 9). Cette valeur était aussi légèrement supérieure à celle de 2004 (1.2) mais demeure considérablement plus basse qu'au cours des trois années précédentes (voir le tableau 11). Globalement, le programme « Santé et sécurité au travail (non radiologique) » et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de rendement de la CCSN.

## 1.5.2 Assurance du rendement

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

La mise en œuvre du domaine de sûreté « assurance du rendement » présente des faiblesses qui amoindrieraient la contribution de ce domaine de sûreté à la défense en profondeur globale à Gentilly-2.

#### 1.5.2.1 Gestion de la qualité

Des suivis et inspections effectués à Gentilly-2 en 2005 ont démontré qu'il existait des lacunes dans la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité ». Hydro-Québec n'a pas fourni de preuves pouvant démontrer que les résultats du processus d'auto-évaluation par la direction étaient mis en œuvre efficacement. De plus, des inspections ont démontré qu'Hydro-Québec éprouvait des difficultés en ce qui concerne le respect des procédures, le contrôle des documents, la conservation des registres, la mise en œuvre d'un processus d'évaluation du rendement des fournisseurs, et l'efficacité du processus de mesures correctives.

#### 1.5.2.2 Facteurs humains

En se fondant sur les activités de conformité effectuées en 2005, le programme « facteurs humains » à Gentilly-2 répondait aux attentes de la CCSN et des améliorations ont été apportées à la mise en œuvre d'éléments des programmes « facteurs humains » et rendement humain. Cependant, la mise en œuvre du programme rendement humain demeurait inférieure aux attentes.

Hydro-Québec a mis de l'avant un nombre d'initiatives pour améliorer le rendement humain. Cependant, on a tardé à donner suite à des recommandations découlant d'analyses d'événements effectuées à l'interne. De plus, des inquiétudes ont été soulevées au sujet de lacunes du rendement humain, incluant un manque de prudence dans la prise de décisions. Le titulaire de permis a pris des mesures pour s'attaquer à plusieurs des problèmes et des activités additionnelles d'application de la réglementation seront effectuées pour confirmer l'efficacité de ces initiatives.

Gentilly-2 a élaboré un processus pour intégrer les facteurs humains au processus de contrôle des modifications techniques et l'a utilisé dans le cadre d'un projet de construction d'une installation d'entreposage de déchets radioactifs solides. La présentation du titulaire de permis répondait aux attentes du personnel de la CCSN.

En 2005, Gentilly-2 a soumis un rapport portant sur l'auto-évaluation de la culture de sûreté qu'elle avait effectuée en 2004 et qui avait permis d'identifier des points positifs (p. ex., l'usage fait de l'expérience d'exploitation, les communications, etc.), ainsi que d'autres nécessitant des améliorations.

#### 1.5.2.3 Formation, examen et accréditation

Aucune évaluation des programmes de formation du personnel accrédité et du personnel non accrédité, de même que du programme d'examen de requalification, n'a été effectuée à Gentilly-2 en 2005. De plus, aucun examen d'accréditation n'a eu lieu.

Tel que demandé par la CCSN, Gentilly-2 a soumis un plan de mesures correctives pour régler les lacunes identifiées lors des évaluations du programme de formation initiale du personnel accrédité

effectuées en 2003 et 2004. En décembre 2005, le personnel de la CCSN effectuait une évaluation de ce plan. Bien que Gentilly-2 n'ait pas encore effectué une analyse formelle du travail et des tâches des opérateurs de salle de commande, il est présentement prévu qu'une telle analyse sera complétée en 2006. Hydro-Québec a demandé de clore plusieurs avis d'action soulevés à la suite des deux dernières évaluations de la CCSN.

En général, Gentilly-2 a réalisé des progrès appréciables quant au respect de ses engagements au sujet des actions correctives encore à compléter relativement aux programmes de formation du personnel accrédité et non accrédité. Cependant, la mise en œuvre du programme « formation, examen et accréditation » est toujours inférieure aux exigences.

### 1.5.3 Conception et analyse

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme | Cotes     |               |
|------------|--------------------------------|-----------|---------------|
|            |                                | Programme | Mise en œuvre |
| Gentilly-2 | CONCEPTION ET ANALYSE          | B         | B             |
|            | Analyse de la sûreté           | B         | B             |
|            | Questions de sûreté            | B         | B             |
|            | Conception                     | B         | B             |

Le domaine de sûreté « conception et analyse » à Gentilly-2 répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué adéquatement à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que les analyses de sûreté effectuées par le titulaire de permis et ses réponses aux nouvelles questions de conception et de sûreté continuent d'être acceptables.

#### 1.5.3.1 Analyse de la sûreté

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé qu'en 2005 Hydro-Québec a effectué des analyses de sûreté acceptables et qu'une mise à jour de son rapport de sûreté est en cours. Les fonds octroyés par Hydro-Québec aux programmes de recherche, de même que la surveillance et l'évaluation qu'elle fait des nouvelles informations et des résultats de recherche afin de s'assurer de la justesse de l'analyse de sûreté, étaient tous deux satisfaisants.

#### 1.5.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire pour régler les dossiers génériques (DG). Hydro-Québec a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus d'information sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E.

#### 1.5.3.3 Conception

En 2005, une vérification interne d'Hydro-Québec a révélé que son programme d'évaluation du rendement des fournisseurs comportait plusieurs lacunes. Par exemple, les registres des évaluations

des fournisseurs et une liste approuvée de fournisseurs n'étaient pas mis à jour. De plus, la mise en œuvre de la procédure de suivi des évaluations du rendement des fournisseurs n'était pas prête.

En 2005, le personnel de la CCSN a évalué certains éléments de la mise en œuvre du programme de la protection contre l'incendie de la centrale. Les examens et évaluations de rapports de faits saillants et des éléments du programme n'ont pas révélé de lacunes importantes de sa mise en œuvre (à l'exception des lacunes de la protection contre l'incendie observées au cours de l'arrêt en 2005).

Globalement, le programme « conception » de Gentilly-2 et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de la CCSN.

#### 1.5.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

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

Le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Gentilly-2 répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les programmes de ce domaine de sûreté ont contribué à l'exploitation sûre de la centrale en 2005 et à la réalisation des résultats que vise la CCSN.

##### 1.5.4.1 Entretien

Gentilly-2 est dotée de politiques, processus et procédures qui procurent direction et appui à son programme « entretien ». Hydro-Québec a introduit un nouveau modèle de processus d'un système de gestion de la qualité qui comprend des processus de base et des processus de niveaux inférieurs qui sont conçus de façon à répondre aux besoins de son programme « entretien ». Une organisation importante avec des buts bien établis soutient ce programme.

##### 1.5.4.2 Intégrité structurale

Une évaluation du programme d'inspections périodiques de Gentilly-2 effectuée par le personnel de la CCSN a révélé que plus de 200 inspections prévues en 2002, 2003, 2004 et 2005 n'avaient pas été effectuées.

En prévision d'une inspection en cours de fonctionnement en avril 2005, un nouvel ensemble de modèles de prévision par ordinateurs a été utilisé pour dresser une liste des canaux de combustible dont l'emplacement des patins d'espacement devait être déterminé afin de les repositionner au besoin (manœuvre SLAR). Les premiers résultats pour un canal indiquaient que la marge de temps

avant qu'un contact *tube de force - tube de calandre* ne se produise, et la formation subséquente d'une ampoule causée par les hydrures, était considérablement plus courte que celle jugée acceptable par le personnel de la CCSN. Hydro-Québec a effectué un arrêt forcé en décembre 2004 et une manœuvre SLAR sur le canal en question ainsi que sur trois autres canaux pour lesquels un contact était prévu avant le début des travaux de prolongation de la durée de vie utile. Hydro-Québec a informé le personnel de la CCSN qu'il n'y aurait pas de contacts dans les quatre canaux jusqu'à bien après la date prévue du début des travaux de prolongation de la durée de vie utile. Pour plus d'information, voir la section D.6.1.

Une "anomalie" a été décelée sur une soudure d'un raccord d'un *tuyau d'alimentation* lors d'inspections de ces tuyaux en mai 2005. Hydro-Québec attribuait cette anomalie à un défaut de la soudure par fusion et non à une fissure induite en cours de fonctionnement. Hydro-Québec a soumis une étude de l'aptitude fonctionnelle continue de ce *tuyau d'alimentation* qui incluait une analyse de croissance induite par la fatigue et une analyse de stabilité de la fissure. Hydro-Québec en a conclu que l'état du *tuyau d'alimentation* était bon pour une période de service d'au moins deux ans. Le personnel de la CCSN a approuvé les dispositions prises au sujet de l'anomalie et recommandé que la soudure du *tuyau d'alimentation* soit inspectée à nouveau lors de la prochaine inspection afin de confirmer ses caractéristiques et déceler tout changement imprévu de sa grosseur.

#### 1.5.4.3 Fiabilité

Hydro-Québec a continué à prendre des mesures pour se conformer aux exigences de la nouvelle norme d'application de la réglementation S-98 (Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires). Les plans de conformité ont été élaborés conformément à l'approche globale adoptée par l'industrie.

La capacité de fonctionner tel que conçu des systèmes importants pour la sûreté répondait aux exigences réglementaires en 2005.

#### 1.5.4.4 Qualification de l'équipement

En 2004, Hydro-Québec a identifié un nombre de mesures correctives devant être prises afin de démontrer que Gentilly-2 se conformait à la condition de son permis d'exploitation portant sur la *qualification environnementale* et aux critères d'acceptation connexes. Au cours de 2005, Hydro-Québec a soumis un nombre de rapports techniques au sujet de ces mesures. Le personnel de la CCSN a étudié la plupart de ces rapports et conclu qu'Hydro-Québec a fait des progrès appréciables pour résoudre les problèmes en suspens. Cependant, afin de compléter les mesures correctives requises, Hydro-Québec produira encore plusieurs documents et effectuera des modifications en chantier.

### 1.5.5 Préparation aux situations d'urgence

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

La réaction d'Hydro-Québec lors d'un incident au cours duquel deux travailleurs ont inhalé de l'ammoniaque (voir section D.6.2) a été jugée satisfaisante.

Le personnel de la CCSN a effectué un suivi, sous forme d'une *inspection de type II*, d'un exercice d'urgence mettant en cause le chlore, tenu à Gentilly-2 en 2005. L'équipe d'inspection a conclu que, même si Gentilly-2 démontre toujours pouvoir gérer efficacement ses interventions en cas d'urgences radiologiques ou nucléaires, il existait quelques points faibles dans la gestion des urgences au chlore. Hydro-Québec a déjà pris des mesures correctives pour éliminer les lacunes ayant trait à cet aspect de ses mesures d'urgence. Il n'y avait aucune indication d'écarts majeurs par rapport aux attentes en matière de rendement de la CCSN.

Au cours de la visite au site de Gentilly-2, l'équipe d'inspection a aussi conclu qu'il n'y avait pas de signes laissant supposer une dégradation du programme de préparation aux situations d'urgence même. Tous les problèmes que la CCSN a soulevés au cours d'inspections antérieures ont été réglés ou sont en voie de l'être, sans qu'il n'y ait d'effets adverses sur la capacité d'intervenir en cas d'urgence et l'efficacité de telles interventions. Par conséquent, le programme continue d'excéder les attentes.

### 1.5.6 Protection environnementale

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ           | Cotes     |               |
|------------|-----------------------------|-----------|---------------|
|            |                             | Programme | Mise en œuvre |
| Gentilly-2 | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Gentilly-2 répondait aux attentes de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Gentilly-2 étaient 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 en 2005 à Gentilly-2 de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement.

### 1.5.7 Radioprotection

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|------------|-------------------|-----------|---------------|
|            |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Gentilly-2 | RADIOPROTECTION   | B         | B             |

En 2004 et 2005, Hydro-Québec a mis en œuvre plusieurs initiatives relatives au programme de radioprotection afin de régler des problèmes qui persistaient. En 2005, le personnel de la CCSN a fait un suivi à Gentilly-2, accordant une attention accrue aux *points à régler* suite à l'*inspection de type I* effectuée en 2004 et aux *inspections de type II* qui y ont fait suite. En se fondant sur des examens de documents, des observations, et des échanges d'information avec le personnel d'Hydro-Québec, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre de la radioprotection répond maintenant aux attentes de la CCSN.

### 1.5.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Gentilly-2 est documentée dans un *document aux commissaires* séparé (secret) (CMD 06- M35.A).

### 1.5.9 Garanties

| Site       | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|------------|-------------------|-----------|---------------|
|            |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Gentilly-2 | GARANTIES         | B         | B             |

Les programmes en vigueur à Gentilly-2 en 2005 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondaient aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

## 1.6 POINT LEPREAU

### 1.6.1 Exploitation

| Site             | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme                  | Cotes     |               |
|------------------|---|-----------|---------------|
|                  |   | Programme | Mise en œuvre |
| Point<br>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 domaine de sûreté « exploitation » à Point Lepreau répondait aux attentes du personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), tant de l'aspect programme que mise en œuvre, et il a contribué de façon adéquate à la réalisation des résultats que vise la CCSN. La centrale Point Lepreau a été exploitée de manière sûre en 2005.

#### 1.6.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

Il n'y a pas eu de *défaillances graves de système fonctionnel* à Point Lepreau en 2005. Au cours de cette année, deux déclenchements intempestifs des *systèmes spéciaux de sûreté* se sont produits (voir le tableau 1).

Les garanties financières fournies par Énergie nucléaire Nouveau Brunswick (NB) ont été jugées satisfaisantes. Les divers programmes élaborés par Énergie nucléaire NB pour gérer ses activités étaient intégrés adéquatement.

Un nouveau Vice-président d'Énergie nucléaire NB a été officiellement nommé en mai 2005 à la suite du départ à la retraite du Vice-président précédent. Dans une autre veine d'idées, le surintendant entretien mécanique a été autorisé d'agir à titre de chef de centrale advenant l'indisponibilité du titulaire de ce poste.

#### 1.6.1.2 Conduite des opérations

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections en chantier et en salle de commande. Aucun problème majeur n'a été soulevé et les problèmes mineurs ont été rapportés au chef de quart en service afin qu'ils soient réglés.

Énergie nucléaire NB a élaboré et distribué en 2005 une directive de la centrale sur la gestion des arrêts forcés. Cette action a éliminé une lacune du programme de gestion des arrêts qui existait à Point Lepreau depuis longtemps parce que ce programme couvrait seulement les arrêts planifiés.

#### 1.6.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

La valeur de l'indicateur de rendement (IR) « taux de gravité des accidents » à Point Lepreau (0.7 en 2005) se compare favorablement à la valeur pour l'ensemble de l'industrie (voir le tableau 9). Ceci marquait un retour aux taux faibles observés historiquement à Point Lepreau (voir aussi le tableau

11). Globalement, le programme « santé et sécurité au travail (non radiologique) » et sa mise en œuvre répondaient aux attentes de rendement de la CCSN.

### 1.6.2 Assurance du rendement

| Site             | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme     | Cotes     |               |
|------------------|------------------------------------|-----------|---------------|
|                  |                                    | Programme | Mise en œuvre |
| Point<br>Lepreau | ASSURANCE DU RENDEMENT             | B         | B             |
|                  | Gestion de la qualité              | B         | B             |
|                  | Facteurs humains                   | C         | C             |
|                  | Formation, examen et accréditation | B         | B             |

Le domaine de sûreté « assurance du rendement » à Point Lepreau répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre, et a contribué de façon adéquate en 2005 à la réalisation des résultats que vise la CCSN.

#### 1.6.2.1 Gestion de la qualité

En réponse à une préoccupation soulevée par la CCSN concernant la pertinence du cycle de cinq ans présentement suivi pour effectuer les évaluations internes de conformité aux exigences de la série de normes N286 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), Énergie nucléaire NB a réduit la durée du cycle à trois ans.

Une inspection du service de dosimétrie en 2005 a révélé des anomalies concernant le contrôle des registres, le contrôle de la durée de vie au laboratoire de radioprotection, et l'étalonnage de l'équipement du laboratoire. Des *inspections de type I* de la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » ont permis d'identifier des lacunes relatives à l'efficacité de la mise en quarantaine de documents non conformes, à l'usage uniforme des procédures en main, et aux rapports de non-conformité au sujet des procédures inadéquates. Cependant, le titulaire de permis faisait une gestion appropriée et corrigeait toutes les lacunes identifiées. La conclusion générale découlant des inspections est que le programme « gestion de la qualité » était mis en œuvre conformément aux documents et que le rendement global des processus était satisfaisant.

#### 1.6.2.2 Facteurs humains

On a continué en 2005 à apporter des changements au programme « facteurs humains » d'Énergie nucléaire NB. Un point fort observé par le personnel de la CCSN est l'analyse effectuée par l'équipe indépendante d'évaluation de l'information parvenant de sources diverses concernant des problèmes en matière de rendement humain. Un processus visant à incorporer systématiquement les facteurs humains aux modifications de la conception a été élaboré par Énergie nucléaire NB en 2005 et distribué officiellement en janvier 2006. Le personnel de la CCSN n'a pas encore évalué la mise en œuvre de ce processus.

Bien que le personnel de la CCSN reconnaisse les améliorations apportées à Point Lepreau en 2005, des inquiétudes existent en ce qui a trait à la dotation. Énergie nucléaire NB compte apporter des

améliorations à l'effectif minimal par quart en étudiant des options permettant de réduire le besoin de faire appel au personnel d'exploitation lors d'interventions en cas d'urgence.

Au cours de 2003 et 2004, Énergie nucléaire NB a diminué ses effectifs d'approximativement 12% (98 postes). Approximativement la moitié des postes touchés était comblée par du personnel temporaire ou irrégulier. À la suite de cette diminution des effectifs, le personnel de la CCSN a effectué une inspection afin de déterminer si Énergie nucléaire NB possède des processus permettant de s'assurer qu'un nombre suffisant d'employés possédant les habiletés nécessaires est disponible maintenant et continuera de l'être dans l'avenir. Il a trouvé qu'il existe un processus documenté pour déterminer et justifier les habiletés techniques et d'ingénierie requises pour assurer une exploitation sûre de la centrale. Cependant, ce processus n'a pas été suivi complètement. Le personnel de la CCSN continue de surveiller la mise en œuvre par Énergie nucléaire NB de ces processus de gestion de la relève.

### 1.6.2.3 Formation, examen et accréditation

Deux programmes de formation du personnel accrédité ont été évalués à Point Lepreau en 2005: le programme de formation initiale sur simulateur des chefs de quart et le programme de formation continue du personnel accrédité. Un programme de formation du personnel non accrédité (du département de chimie et du laboratoire de radioprotection) a aussi été évalué à Point Lepreau en 2005 dans le cadre d'une inspection de type I des politiques et procédures en matière de protection environnementale (voir la section 1.6.6).

Bien que les évaluations effectuées en 2005 aient révélé des lacunes, des progrès ont été réalisés à Point Lepreau quant au respect des engagements pris concernant la mise en œuvre de mesures correctives pour les programmes de formation du personnel accrédité et non accrédité de même que pour le programme d'examens de requalification. De plus, le taux de réussite aux examens d'accréditation était adéquat à Point Lepreau.

### 1.6.3 Conception et analyse

| Site             | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme | Cotes     |               |
|------------------|--------------------------------|-----------|---------------|
|                  |                                | Programme | Mise en œuvre |
| Point<br>Lepreau | CONCEPTION ET ANALYSE          | B         | B             |
|                  | Analyse de la sûreté           | B         | B             |
|                  | Questions de sûreté            | B         | B             |
|                  | Conception                     | B         | B             |

Le domaine de sûreté « conception et analyse » à Point Lepreau répondait aux attentes du personnel de la CCSN et a contribué de façon adéquate à la réalisation des résultats que vise la CCSN. Les évaluations effectuées par le personnel de la CCSN ont permis de conclure que le titulaire de permis continue d'effectuer des analyses de sûreté et de répondre aux nouvelles questions de conception et de sûreté de manière satisfaisante.

### 1.6.3.1 Analyse de la sûreté

Les examens effectués par le personnel de la CCSN ont confirmé que des analyses de sûreté acceptables ont été effectuées à Point Lepreau en 2005 et que des progrès satisfaisants ont été réalisés pour la mise à jour de son rapport de sûreté. Les fonds octroyés par Énergie nucléaire NB aux programmes de recherche, de même que la surveillance et l'évaluation qu'elle fait des nouvelles informations et des résultats de recherche afin de s'assurer de la justesse de l'analyse de la sûreté, étaient tous deux satisfaisants.

### 1.6.3.2 Questions de sûreté

Le personnel de la CCSN a évalué le progrès réalisé par les différentes équipes du secteur nucléaire pour régler les dossiers génériques (DG). Énergie nucléaire NB a continué de participer à ces équipes et le progrès global réalisé était satisfaisant. Pour plus d'information sur des questions spécifiques de sûreté, se référer à l'annexe E qui présente les changements pour chacun des DG en 2005.

### 1.6.3.3 Conception

En 2005, le personnel de la CCSN a reconnu les progrès réalisés par Énergie nucléaire NB qui a complété plusieurs activités liées au projet portant sur les retards accumulés au chapitre de la gestion de la configuration. Le projet comprenait trois volets : le projet de reconstitution des schémas de conception, le projet portant sur le retard accumulé à éliminer les cavaliers, et les projets concernant le retard accumulé au chapitre des registres des propositions, approbations et modifications de la conception.

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type II* de la protection contre l'incendie et deux tours de familiarisation en centrale, et tenu deux réunions de promotion. Les observations ont révélé que la situation n'était pas entièrement conforme aux exigences en matière de protection contre l'incendie du permis d'exploitation de la centrale Point Lepreau. Un nombre des non-conformités observées contribuaient à affaiblir les mesures de protection contre l'incendie à la centrale. Pour presque tous les aspects examinés, la faiblesse était principalement attribuable au manque d'intégration de l'analyse des dangers d'incendie et des inspections, vérifications et révisions incomplètes des éléments du programme.

La nature des non-conformités exige que des mesures correctives efficaces soient prises à court terme (moins d'un an) et à moyen terme (de un à cinq ans) afin d'éviter des risques indus aux personnes et à l'environnement à cause de feux à la centrale. Le titulaire de permis a initié des mesures correctives pour régler les problèmes de mise en œuvre et le personnel de la CCSN juge que, jusqu'à maintenant, les mesures correctives ont été efficaces. Les mesures correctives vont se poursuivre jusqu'au début de l'arrêt prévu en 2008 pour effectuer les travaux de remise à neuf.

En se fondant sur l'information qui précède, la protection contre l'incendie à Point Lepreau est jugée inférieure aux exigences. Ce jugement a fait l'objet d'une cote de rendement séparée du programme dans le *document aux commissaires* (CMD 06-H4) qui a servi lors du renouvellement récent du permis de la centrale Point Lepreau. À part les lacunes de la protection contre l'incendie, laquelle

constitue seulement un élément du programme « conception », le personnel juge que, globalement, ce programme et sa mise en œuvre à Point Lepreau répondent aux attentes.

#### 1.6.4 Aptitude fonctionnelle de l'équipement

| Site    | DOMAINE DE SÛRETÉ<br>Programme            | Cotes     |               |
|---------|---|-----------|---------------|
|         |   | Programme | Mise en œuvre |
| Point   | APTITUDE FONCTIONNELLE DE<br>L'ÉQUIPEMENT | B         | B             |
| Lepreau | Entretien                                 | B         | B             |
|         | Intégrité structurale                     | C         | C             |
|         | Fiabilité                                 | B         | B             |
|         | Qualification de l'équipement             | B         | B             |

Le domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » à Point Lepreau répondait aux attentes du personnel de la CCSN, tant de l'aspect programme que mise en œuvre, et a contribué de façon adéquate en 2005 à la réalisation des résultats que vise la CCSN.

##### 1.6.4.1 Entretien

Point Lepreau est dotée de politiques, processus et procédures qui procurent direction et appui à son programme « entretien ». Le modèle de processus du système de gestion de Point Lepreau comprend des processus de base et des processus de niveaux inférieurs qui sont conçus de façon à répondre aux besoins de son programme « entretien ». Une organisation importante avec des buts bien établis soutient ce programme. Des audits internes sont effectués et des rapports d'étapes sont préparés de façon continue afin de déterminer si les buts visés sont atteints et d'identifier les aspects nécessitant des améliorations.

Globalement en 2005, le programme « entretien » à Point Lepreau répondait aux exigences réglementaires.

##### 1.6.4.2 Intégrité structurale

En 2004, le personnel de la CCSN avait soulevé des inquiétudes concernant la mise à jour des programmes d'inspections périodiques à Point Lepreau. Les programmes portant sur les équipements associés au confinement reflétaient les dernières révisions des normes, mais le programme concernant les enveloppes sous pression des systèmes de sûreté et du circuit caloporteur principal n'étaient pas à jour. Énergie nucléaire NB a soumis un programme d'inspection périodique révisé en décembre 2005. En attendant que le personnel de la CCSN complète l'examen de ce programme, le programme « intégrité structurale » et sa mise en œuvre sont jugés inférieurs aux exigences.

Les programmes d'inspections périodiques de Point Lepreau couvrant les *tubes de force* (TF), les *générateurs de vapeur* (GV), et les *tuyaux d'alimentation* ont maintenant évolué au-delà des limites acceptables selon le code de construction utilisé initialement, et incorporent maintenant des lignes directrices concernant l'aptitude fonctionnelle de l'équipement de même que des programmes de gestion du vieillissement.

Au début de 2005, Énergie nucléaire NB a soumis au personnel de la CCSN les résultats d'une étude de la vulnérabilité des TF à la formation d'ampoules causées par les hydrures. Énergie nucléaire NB a conclu que, pour tous les canaux de combustible à Point Lepreau, le risque de formation de telles ampoules est faible avant l'arrêt prévu en avril 2006 au cours duquel il est prévu de localiser et repositionner au besoin les patins d'espacement.

Des inspections de *tuyaux d'alimentation* ont été effectuées au cours de l'arrêt planifié à des fins d'entretien en 2005 et des indices de fissurations ont été trouvés sur sept coudes des tuyaux. Tous les *tuyaux d'alimentation* montrant des indices ont été remplacés pendant l'arrêt. Pour plus de détails, voir la section D.7.2.

En janvier 2005, des activités supplémentaires ont été ajoutées au plan de gestion du cycle de vie des *tuyaux d'alimentation* à Point Lepreau pour tenir compte d'inquiétudes concernant l'intégrité des tuyaux d'entrée. Le personnel de la centrale Point Lepreau a aussi effectué une étude technique approfondie de l'intégrité des *tuyaux d'alimentation* d'entrée et a conclu que le risque présenté par la dégradation de ces tuyaux est très faible et a confirmé la validité du plan de gestion du cycle de vie de ces tuyaux.

Énergie nucléaire NB a complété récemment une étude probabiliste de sûreté afin de quantifier les risques associés à la fissuration des *tuyaux d'alimentation*. Énergie nucléaire NB a conclu que, tenant compte des inspections annuelles de la totalité des coudes à faible rayon des *tuyaux d'alimentation* de sortie, la fissuration des *tuyaux d'alimentation* aura un effet mineur acceptable sur la sûreté nucléaire à Point Lepreau d'ici l'arrêt prévu pour la remise à neuf en 2008. Le personnel de la CCSN examine présentement les résultats de cette étude.

Le personnel de la CCSN conclut que le plan d'action d'Énergie nucléaire NB concernant l'évaluation continue de la dégradation des *tuyaux d'alimentation* et son approche pour gérer les problèmes de vieillissement de ces tuyaux sont satisfaisants.

Énergie nucléaire NB a complété une étude de la durée de vie des GV qui a conclu que l'état général des composants semblait bon. L'étude a mené à plusieurs recommandations afin d'assurer un fonctionnement fiable jusqu'en 2033. Il était prévu d'effectuer des inspections additionnelles au cours des arrêts prévus à des fins d'entretien en 2006 et 2007 et lors de l'arrêt pour la remise à neuf.

#### 1.6.4.3 Fiabilité

En 2005, Énergie nucléaire NB a continué à prendre des mesures pour se conformer aux exigences de la nouvelle norme d'application de la réglementation S-98 (Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires). Les plans de conformité ont été élaborés de façon à être compatibles avec l'approche suivie par le secteur nucléaire.

Le programme « fiabilité » d'Énergie nucléaire NB est bien planifié et mis à jour. Le personnel qui y est assigné, les processus, les procédures et les outils sont satisfaisants. La capacité de fonctionner comme prévu des systèmes importants pour la sûreté répondait aux exigences réglementaires en 2005, bien que le personnel de la CCSN fait un suivi de quelques cas d'indisponibilité de certains

systèmes de sûreté (notamment l'alimentation électrique de catégorie III en attente; par exemple, voir la section D.7.1).

En 2005, Énergie nucléaire NB a réalisé de bons progrès dans l'élaboration de son étude probabiliste de la sûreté qui constitue une exigence de l'arrêt de remise à neuf à venir.

#### 1.6.4.4 Qualification de l'équipement

En 2005, le personnel de la CCSN a effectué une inspection du programme de *qualification environnementale* (QE) à Point Lepreau. Le programme et sa mise en œuvre atteignaient les buts sous-tendus des critères d'acceptation de la CCSN. L'équipe d'inspection a identifié des aspects nécessitant des améliorations : la mise à jour des documents liés à la QE (incluant les documents directeurs, ceux couvrant les évaluations de la QE, etc...), la définition des rôles et responsabilités des spécialistes de système et en QE, l'élaboration et la mise en œuvre des parties du programme portant sur la surveillance des conditions et de l'environnement, et l'achèvement en temps opportun des mesures correctives. En réponse, Énergie nucléaire NB a promptement initié 14 mesures correctives.

Énergie nucléaire NB a complété une revue des types d'isolations de câbles et en a identifié un afin de résoudre le problème de traçabilité soulevé par le personnel de la CCSN. Elle a aussi décidé qu'un certain nombre de ces câbles seraient remplacés lors de l'arrêt en 2006. Le personnel de la CCSN était satisfait de la solution choisie pour régler ce problème.

#### 1.6.5 Préparation aux situations d'urgence

| Site          | DOMAINE DE SÛRETÉ                    | Cotes     |               |
|---------------|--------------------------------------|-----------|---------------|
|               |                                      | Programme | Mise en œuvre |
| Point Lepreau | PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE | A         | B             |

Plusieurs initiatives visant à améliorer la mise en œuvre du programme de préparation et d'intervention en cas d'urgences ont été complétées par Énergie nucléaire NB afin de régler des problèmes soulevés précédemment par la CCSN. Suite à l'examen de documents, des observations et des échanges de renseignements avec le personnel de Point Lepreau préposé à la préparation aux situations d'urgence en 2005, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de préparation aux situations d'urgence répondait maintenant aux attentes de la CCSN.

### 1.6.6 Protection environnementale

| Site          | DOMAINE DE SÛRETÉ           | Cotes     |               |
|---------------|-----------------------------|-----------|---------------|
|               |                             | Programme | Mise en œuvre |
| Point Lepreau | PROTECTION ENVIRONNEMENTALE | B         | B             |

Le domaine de sûreté « protection de l'environnement » à Point Lepreau répondait aux attentes de la CCSN en 2005, tant de l'aspect programme que mise en œuvre. Les rejets atmosphériques et liquides de substances radioactives à Point Lepreau étaient inférieurs aux *limites opérationnelles dérivées* en 2005. Par conséquent, les doses estimées de rayonnement à la population étaient bien inférieures aux limites réglementaires. Il n'y a pas eu en 2005 à Point Lepreau de rejets imprévus de substances radioactives ou dangereuses pouvant présenter un risque inacceptable pour l'environnement.

En mars 2005, le personnel de la CCSN a effectué une *inspection de type I* des politiques et procédures en matière de protection environnementale à Point Lepreau. L'inspection a permis d'identifier plusieurs points forts ainsi que des aspects nécessitant des améliorations. Énergie nucléaire NB a corrigé les lacunes de façon satisfaisante.

### 1.6.7 Radioprotection

| Site          | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|---------------|-------------------|-----------|---------------|
|               |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Point Lepreau | RADIOPROTECTION   | B         | B             |

En 2005, aucun travailleur à Point Lepreau n'a reçu une dose excédant les limites réglementaires. Le personnel de la CCSN a conclu que les activités d'exploitation en 2005 n'ont pas présenté des risques radiologiques indus pour les travailleurs. En 2005, tous les éléments du programme de radioprotection à Point Lepreau ont continué de répondre aux exigences de mise en œuvre.

En 2004, le programme de protection des voies respiratoires à Point Lepreau a été révisé afin d'y inclure la protection contre les risques radiologiques conformément à la norme pertinente de la CSA. Les documents révisés ont été examinés et acceptés par le personnel de la CCSN en janvier 2005.

En juillet 2005, le personnel de la CCSN a effectué une visite à Point Lepreau afin de faire un suivi du programme de radioprotection. L'étendue de cette visite se limitait à l'obtention d'une mise à jour de l'état du programme et à la vérification des progrès réalisés pour compléter les actions correctives initiées suite à une *inspection de type I* antérieure. Aucun problème majeur n'a été identifié bien que le personnel de la CCSN a remarqué qu'on rencontre des problèmes à mettre en œuvre le programme ALARA (le plus faible qu'il est raisonnable d'atteindre)

### 1.6.8 Sécurité des sites

L'évaluation du domaine de sûreté « sécurité des sites » à Point Lepreau est documentée dans un *document aux commissaires* séparé (secret) (CMD 06-M35.A).

### 1.6.9 Garanties

| Site          | DOMAINE DE SÛRETÉ | Cotes     |               |
|---------------|-------------------|-----------|---------------|
|               |                   | Programme | Mise en œuvre |
| Point Lepreau | GARANTIES         | B         | B             |

Les programmes en vigueur à Point Lepreau en 2005 pour aider à s'acquitter des obligations du Canada relativement aux *garanties* internationales répondaient aux exigences réglementaires applicables et aux attentes du personnel de la CCSN.

Deux événements dignes de mention se sont produits à Point Lepreau en 2005. Premièrement, une interruption imprévue de l'alimentation électrique a entraîné une perte partielle de l'éclairage des zones sous la surveillance de l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA). On a immédiatement avisé l'AIEA et elle a pu vérifier que les données de surveillance provenant des zones affectées étaient toujours acceptables.

Dans le deuxième cas, l'équipement de surveillance de l'AIEA endommagé, en raison d'une jonction électrique défectueuse, a été réparé. Les techniciens de l'AIEA ont installé un nouvel appareil cinématographique et remis le système en fonction. L'AIEA a confirmé plus tard que des données avaient été perdues mais les conséquences de cette perte n'ont pas encore été déterminées par l'AIEA.

## SECTION 2

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

La présente section du rapport décrit le rendement global en matière de sûreté et les changements qui sont survenus aux centrales nucléaires. 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 des tendances et problèmes divers. 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 18 réacteurs qui étaient opérationnels en 2005 ont été en *état d'arrêt garanti* (EAG) 16% du temps. Cette valeur serait 14% si on excluait les deux premiers trimestres de 2005 au cours desquels la tranche 1 à Pickering-A était en *état d'arrêt garanti* avant son redémarrage. À Pickering-A, la tranche 4 a aussi fonctionné en 2005, mais Ontario Power Generation (OPG) a annoncé qu'elle n'irait pas de l'avant avec le projet de redémarrage des tranches 2 et 3 (voir la section D.4.6). Les tranches 1 et 2 à Bruce-A sont présentement en *fermeture temporaire* pendant qu'on effectue une étude environnementale en vue d'un redémarrage éventuel.

### 2.1.1 Gestion de l'organisation et de la centrale

En 2005, les titulaires de permis avaient en place des organisations adéquates pour gérer et exploiter de manière sûre leurs centrales.

Aucun travailleur d'une centrale nucléaire ni aucun membre du public n'a reçu en 2005 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 2005. Ces résultats sont des indicateurs généraux de contrôles adéquats mis en œuvre par les organisations aux sites.

À toutes les centrales, il n'y a eu aucune *défaillance grave de système fonctionnel* en 2005.

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 2005, le personnel de la CCSN a ouvert 72 *points à régler* et en a clos 80. À la fin de 2005, on comptait 261 *points à régler* ouverts. Le personnel de la CCSN était satisfait des mesures prises par les titulaires de permis concernant les *points à régler*, les rapports de faits saillants, l'analyse du rendement des systèmes et le suivi à en faire. En 2005, il y a eu 701 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.

L'indice de rendement (IR) « nombre de transitoires imprévus » a pour but 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 baisses 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 baisses imprévues de puissance peuvent être le signe de problèmes à l'intérieur de la centrale et occasionner des contraintes inutiles sur les systèmes. L'IR « nombre de transitoires imprévus » est illustré aux tableaux 1, 2 et 3. En 2005, la plupart 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).

L'IR comprend aussi le nombre d'heures pendant lesquelles les réacteurs ont été en EAG. Notez qu'en 2004 et 2005, ces heures sont inscrites aux tableaux 1 et 2 seulement si les réacteurs n'étaient pas en *fermeture temporaire*. De l'an 2001 à l'an 2003, elles étaient cumulées pour tous les réacteurs, incluant ceux en *fermeture temporaire*.

**Tableau 1: Nombre de transitoires imprévus en 2005**

| Centrale                        | Heures en EAG | Transitoires imprévus pour chaque site en 2005 |                                    |  |       |
|---------------------------------|---------------|--|------------------------------------|--|-------|
|                                 |               | Arrêts d'urgence                               | <i>Reculs rapides de puissance</i> | <i>Baisses contrôlées de puissance</i> | Total |
| Bruce-A                         | 2664,9        | 3  | 0                                  | 22                                     | 25    |
| Bruce-B                         | 3997,2        | 2  | 3                                  | 2                                      | 7     |
| Darlington                      | 2223          | 1  | 1                                  | 2                                      | 4     |
| Pickering-A                     | 8279          | 2*   | S. O.                              | 1                                      | 3     |
| Pickering-B                     | 6240          | 2  | 0                                  | 7                                      | 9     |
| Gentilly-2                      | 1197          | 1  | 1                                  | 1                                      | 3     |
| Point Lepreau                   | 932           | 2  | 0                                  | 0                                      | 2     |
| Total pour toutes les centrales | 25553         | 13   | 5                                  | 35                                     | 53    |

\* À Pickering-A, un des arrêts d'urgence s'est produit alors que le réacteur n'était pas divergent.

Les tableaux 2 et 3 montrent les tendances de cet IR pour toutes les centrales nucléaires depuis l'an 2001. Pour toutes ces centrales, le nombre de transitoires en 2005 était quelque peu supérieur à celui des années précédentes. L'augmentation peut être attribuée principalement au grand nombre de *baisses contrôlées de puissance* à Bruce-A et, à un degré moindre, à Pickering-B. La plupart des *baisses contrôlées de puissance* à Bruce-A étaient dû au bruit associé au signal d'une des chaînes (pour plus de détails, voir la section 1.1.1.1). En 2005, 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 9200 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 |
| 2001  | 41341         | 6   | 5                                  | 10                                     | 21    |
| 2002  | 51503         | 3   | 1                                  | 13                                     | 17    |
| 2003  | 47922         | 19  | 13                                 | 11                                     | 43    |
| 2004  | 20424*        | 10  | 5                                  | 21                                     | 37    |
| 2005  | 25533*        | 13  | 5                                  | 35                                     | 53    |

\* En 2004 et 2005, 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 |       |      |      |      |
|---------------------------------|-----------------------|-------|------|------|------|
|                                 | 2001                  | 2002  | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A                         | S. O.                 | S. O. | 1    | 17   | 25   |
| Bruce-B                         | 3                     | 6     | 8    | 4    | 7    |
| Darlington                      | 5                     | 1     | 10   | 6    | 4    |
| Pickering-A                     | S. O.                 | S. O. | 7    | 4    | 3    |
| Pickering-B                     | 12                    | 6     | 14   | 3    | 9    |
| Gentilly-2                      | 0                     | 2     | 2    | 1    | 3    |
| Point Lepreau                   | 1                     | 2     | 1    | 2    | 2    |
| Total pour toutes les centrales | 21                    | 17    | 43   | 37   | 53   |

### 2.1.2 Conduite des opérations

La plupart des inspections effectuées aux centrales en 2005 par le personnel de la CCSN ont confirmé que l'exploitation est conforme aux exigences de la CCSN et aux procédures et documents directeurs des titulaires de permis. Lorsque des inspections ont révélé le besoin de mesures correctives, le personnel de la CCSN a constaté que, généralement, les titulaires de permis mettaient en œuvre des actions appropriées pour corriger les lacunes.

L'IR « coefficient de perte de capacité imprévue » des tableaux 4 et 5 sert à indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus. Cet IR représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui a été perdu pendant la période en raison de circonstances imprévues. Certains des arrêts imprévus sont décrits à l'annexe D. En plus de constituer un indicateur économique, cet IR est le reflet de la gestion globale de la centrale. Ce coefficient était particulièrement élevé à Pickering-A en 2005 (voir le tableau 4), ce qui peut être attribué presque entièrement aux arrêts imprévus de la tranche 4. 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 de la tranche 4. On peut

voir au tableau 5 que le coefficient de perte de capacité était également élevé à Pickering-A en 2004. On constate aussi sur ce tableau que le coefficient a augmenté légèrement à Bruce-B en 2005 tandis qu'il a baissé de façon importante aux centrales Bruce-A, Pickering-B, Darlington et Gentilly-2 au cours de la même année.

**Tableau 4: Coefficient de perte de capacité imprévue en 2005**

| Centrale      | Coefficient de perte de capacité imprévue (%) |                |                |                |                |
|---------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
|               | Trimestre                                     |                |                |                | Facteur annuel |
|               | 1 <sup>er</sup>                               | 2 <sup>e</sup> | 3 <sup>e</sup> | 4 <sup>e</sup> |                |
| Bruce-A       | 1.0   | 9.1            | 8.4            | 4.1            | 5.7            |
| Bruce-B       | 5.5   | 15.2           | 3.8            | 9.4            | 8.5            |
| Pickering-A   | 0.2   | 98.1           | 21.4           | 11.4           | 30.1           |
| Pickering-B   | 1.9   | 3.1            | 6.9            | 8.4            | 5.1            |
| Darlington    | 2.2   | 4.0            | 4.0            | 3.4            | 3.4            |
| Gentilly-2    | 0.0   | 4.6            | 0.0            | 0.7            | 1.3            |
| Point Lepreau | 1.0   | 22.0           | 3.2            | 0.5            | 6.6            |

**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   |      |      |      |      |
|               | 2001  | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A       |   |      |      | 11.4 | 5.7  |
| Bruce-B       | 1.3   | 6.4  | 3.8  | 4.9  | 8.5  |
| Pickering-A   |   |      |      | 18.5 | 30.1 |
| Pickering-B   | 9.6   | 7.2  | 19.1 | 12.2 | 5.1  |
| Darlington    | 5.6   | 4.9  | 4.3  | 6.7  | 3.4  |
| Gentilly-2    | 0.0   | 0.0  | 0.2  | 10.2 | 1.3  |
| Point Lepreau | 14.3  | 9.2  | 3.9  | 6.9  | 6.6  |

En 2005, on a effectué onze mises à l'arrêt régulières des tranches en service. Ces arrêts ont duré un total de 854 jours. Le personnel de la CCSN a trouvé que, globalement, la planification et l'exécution de ces arrêts étaient acceptables.

L'IR « indice de non-conformité » sert à 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. Tous les cas de non-conformité sont examinés par le personnel de la CCSN. 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.

Les tableaux 6, 7 et 8 illustrent l'IR « indice de non-conformité » pour toutes les centrales nucléaires. En 2005, le nombre de non-conformités est semblable d'une centrale à l'autre (tableau 6). Le nombre total de non-conformités pour toutes les centrales a continué de diminuer en 2005 (tableau 7), la plus grande baisse ayant été enregistrée à Pickering (tableau 8). (Avant 2004, cet indice de rendement n'était pas tabulé séparément pour Pickering-A et Pickering-B.) 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.

**Tableau 6: Indice de non-conformité en 2005**

| Centrale      | Non-conformités par catégorie |    |    |    |    | Total |
|---------------|-------------------------------|----|----|----|----|-------|
|               | a                             | b  | c  | d  | e  |       |
| Bruce-A       | 3                             | 22 | 4  | 39 | 1  | 69    |
| Bruce-B       | 3                             | 35 | 14 | 30 | 4  | 86    |
| Pickering-A   | 39                            | 19 | 0  | 33 | 1  | 92    |
| Pickering-B   | 14                            | 31 | 2  | 32 | 2  | 81    |
| Darlington    | 29                            | 35 | 3  | 14 | 1  | 82    |
| Gentilly-2    | 5                             | 1  | 0  | 0  | 0  | 6     |
| Point Lepreau | 2                             | 1  | 1  | 8  | 10 | 22    |

**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  |       |
| 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   |
| 2005  | 95                       | 144 | 24 | 156 | 19 | 438   |

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

| Centrale                           | Total des non-conformités |      |      |      |      |
|------------------------------------|---------------------------|------|------|------|------|
|                                    | 2001                      | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A                            | 9                         | 24   | 120  | 81   | 69   |
| Bruce-B                            | 123                       | 124  | 79   | 72   | 86   |
| Pickering-A et<br>Pickering-B      | 295                       | 337  | 282  | 202  | 173  |
| Darlington                         | 110                       | 58   | 70   | 71   | 82   |
| Gentilly-2                         | 18                        | 20   | 13   | 23   | 6    |
| Point Lepreau                      | 34                        | 55   | 27   | 24   | 22   |
| Total pour toutes les<br>centrales | 589                       | 618  | 591  | 473  | 438  |

### 2.1.3 Santé et sécurité au travail (non radiologique)

En 2005, tous les titulaires de permis ont 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.)

En 2005, le taux de gravité des accidents des titulaires de permis a été généralement inférieur aux années précédentes (tableau 11), particulièrement à Point Lepreau où le taux est retourné à une valeur plus habituelle pour ce site. Le nombre d'accidents entraînant une perte de temps aux différents sites continue d'être bien en deçà de celui qu'on observe dans les industries comparables et, selon les dernières statistiques publiées (2002), de la moyenne des départements de la fonction publique fédérale. Le personnel de la CCSN juge que, globalement, les statistiques sur la santé et sécurité au travail (non radiologique) aux centrales nucléaires constituent à nouveau un point fort en 2005.

**Tableau 9: Taux de gravité des accidents en 2005**

| Site                            | Jours perdus | Heures-personnes de travail | Taux de gravité des accidents |
|---------------------------------|--------------|-----------------------------|-------------------------------|
| Bruce-A et Bruce-B              | 29           | 6613590                     | 0.9                           |
| Pickering-A et Pickering-B      | 86           | 8654241                     | 2.0                           |
| Darlington                      | 24           | 4629794                     | 1.0                           |
| Gentilly-2                      | 26           | 1452714                     | 3.6                           |
| Point Lepreau                   | 5            | 1348021                     | 0.7                           |
| Total pour toutes les centrales | 170          | 22698360                    | 1.50                          |

**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 |
|--------|--------------|-----------------------------|-------------------------------|
| 2001   | 468          | 19514814                    | 4.80                          |
| 2002   | 350          | 17579865                    | 3.98                          |
| 2003   | 372          | 16612884                    | 4.48                          |
| 2004   | 145          | 16447399                    | 1.76                          |
| 2005   | 170          | 22698360                    | 1.50                          |

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

| Site                       | Taux de gravité des accidents |      |      |      |      |
|----------------------------|-------------------------------|------|------|------|------|
|                            | 2001                          | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A et Bruce-B         | 9.7                           | 4.8  | 4.2  | 0.0  | 0.9  |
| Pickering-A et Pickering-B | 0.7                           | 1.4  | 3.7  | 0.0  | 2.0  |
| Darlington                 | 0.7                           | 0.0  | 0.6  | 3.0  | 1.0  |
| Gentilly-2                 | 18.0                          | 25.2 | 20.4 | 1.2  | 3.6  |
| Point Lepreau              | 8.5                           | 0.0  | 0.1  | 14.2 | 0.7  |

## 2.2 ASSURANCE DU RENDEMENT

Des changements importants ont été apportés au domaine de sûreté « assurance du rendement » en 2005. Tous les titulaires de permis ont continué leurs efforts visant 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 ». Des progrès ont été réalisés à Darlington, Pickering-A et Pickering-B où tous les programmes de ce domaine de sûreté et leur mise en œuvre répondent maintenant aux attentes de la CCSN. Cependant, des efforts additionnels sont

requis avant que tous les programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement » ne puissent répondre aux exigences et ne soient mis en œuvre adéquatement à Bruce-A, Bruce-B, Gentilly-2 et Point-Lepreau. Le personnel de la CCSN continue de faire le suivi de ce domaine de sûreté afin de s'assurer que les points faibles n'occasionnent pas de problèmes de sûreté à ces centrales.

### **2.2.1 Gestion de la qualité**

Les centrales à tranches multiples d'OPG (Darlington, Pickering-A et Pickering-B) possédaient en 2005 un programme de gestion de la qualité documenté et qui répondait toujours aux exigences. OPG a pris des mesures pour corriger des anomalies de la supervision et du leadership exercés par la direction, particulièrement regardant les aspects auto-évaluation et évaluation indépendante. La mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » s'est améliorée aux centrales d'OPG en 2005 et on juge maintenant qu'elle répond aux attentes de la CCSN.

À Bruce-A et Gentilly-2, la mise en œuvre du programme « gestion de la qualité » est jugée inférieure aux exigences, un manque de respect des procédures étant une des faiblesses mentionnées dans le cas des deux centrales.

Le personnel de la CCSN continue de surveiller ce programme de près afin de s'assurer qu'à toutes les centrales, un système de gestion de la qualité adéquat contribue à une exploitation sûre.

### **2.2.2 Facteurs humains**

Aux différentes centrales nucléaires, l'état des processus requis pour répondre aux attentes du personnel de la CCSN se rapportant au programme « facteurs humains » varie entre acceptable et en voie de devenir acceptable. La mise en œuvre de ces processus nécessite toujours des améliorations à Bruce-A, Bruce-B, Point Lepreau et Gentilly-2.

En 2005, le personnel de la CCSN a observé, à tous les sites, des progrès soutenus et une visibilité accrue des différentes initiatives en matière de facteurs humains. L'adoption de délais officiels pour l'amélioration des niveaux de dotation du personnel accrédité aux centrales nucléaires à tranches multiples constitue une réalisation de l'année.

Le plan intégré d'amélioration de 1997 recommandait d'éliminer l'assignation de personnes non accréditées à la surveillance des panneaux de commande des tranches exploitées à ce moment-là par Ontario Hydro. Depuis l'an 2000, OPG et Bruce Power ont soumis des plans deux fois l'an montrant les progrès réalisés pour atteindre l'objectif de dotation en opérateurs de salle de commande (OSC). En mars 2003, le personnel de la CCSN a informé OPG et Bruce Power qu'il s'attendait à ce qu'un OSC soit présent en tout temps aux panneaux de commande de chaque tranche avant le 1<sup>er</sup> mars 2005 et que cet engagement serait officialisé en ajoutant une condition aux futurs permis d'exploitation.

Lorsque le permis d'exploitation de Bruce-A a été modifié en 2003 pour tenir compte du redémarrage de la tranche 4, et lorsque celui de Bruce-B a été renouvelé en 2004, la condition suivante a été ajoutée : « À compter du 1<sup>er</sup> mars 2005, il devra y avoir en tout temps pour chacune des tranches, un opérateur de salle de commande présent aux panneaux

de la salle de commande principale de la tranche ». En 2005, Bruce Power a demandé une modification des permis pour retarder la mise en vigueur de cette condition au 1<sup>er</sup> octobre 2009 à Bruce-A et au 1<sup>er</sup> octobre 2007 à Bruce-B. L'engagement pris dans le cas de Bruce-A est fondé sur deux tranches en exploitation. Le personnel de la CCSN a examiné les plans de Bruce Power visant à respecter ces échéances avant de modifier les permis.

En 2005, le permis d'exploitation de Pickering-A a été modifié pour ajouter une exigence qu'un OSC soit présent en tout temps aux panneaux de salle de commande principale. Aux autres centrales d'OPG, le niveau de dotation ne permettra pas d'avoir un OSC aux panneaux de commande de chacune des tranches en tout temps avant le 31 juillet 2007 et le 31 juillet 2009 pour Pickering-B et Darlington respectivement.

À titre de mesure provisoire, les permis d'exploitation modifiés de Bruce-A, Bruce-B, Pickering-B et Darlington incluent des conditions limitant et contrôlant l'assignation d'opérateurs non accrédités à la surveillance des panneaux de commandes des tranches et augmentant le nombre minimal d'OSC devant être présents en centrale et en salle de commande principale.

En 1998, Ontario Hydro a initié une réorganisation des équipes de quart à ses centrales en introduisant le poste Chef de quart en salle de commande pour remplacer celui de Superviseur de l'exploitation en salle de commande. En 2005, les permis d'exploitation de Bruce Power ont été modifiés pour documenter les exigences réglementaires relatives à ce nouveau poste. Le nouveau poste a été ajouté à Darlington avant 2005 mais ce changement n'a pas encore été effectué à Pickering-A et Pickering-B.

### **2.2.3 Culture de sûreté et gestion de la sûreté**

Un atelier sur la culture de sûreté regroupant des représentants du secteur nucléaire a été organisé en 2005 dans le cadre des efforts continus de la CCSN afin d'élaborer des lignes directrices au sujet des auto-évaluations et de les encourager à promouvoir une culture de sûreté forte à leurs installations respectives.

Les efforts futurs se rapportant à la culture de sûreté vont être intégrés et axés davantage sur la gestion de la sûreté et l'importance d'intégrer cette culture aux activités réglementaires de la CCSN afin de s'assurer que le rendement en matière de sûreté des installations des titulaires de permis soit élevé.

### **2.2.4 Formation, examen et accréditation**

Bien que les évaluations effectuées en 2005 aient révélé quelques lacunes, des progrès sont réalisés à tous les sites quant au respect des engagements relatifs aux actions correctives se rapportant au programme « formation, examen et accréditation ». Le personnel de la CCSN continue de surveiller ce programme de près afin de s'assurer, qu'à toutes les centrales, le personnel reçoit une formation adéquate permettant de contribuer à une exploitation sûre.

En 2005, deux programmes de formation du personnel non accrédité ont été évalués à toutes les centrales d'OPG : 1) le programme de formation initiale du personnel d'entretien mécanique et 2) le programme de formation initiale du personnel d'entretien des dispositifs de contrôle.

## **2.3 CONCEPTION ET ANALYSE**

### **2.3.1 Analyse de la sûreté**

Conformément aux permis d'exploitation, une mise à jour du rapport de sûreté est requise à chacun des sites tous les trois ans. La plus importante attente en matière de rendement est le besoin de surveiller et d'examiner l'impact sur l'analyse de sûreté des transitoires en cours d'exploitation, des changements à la centrale dus au vieillissement, et des scénarios de perte durable de sources froides. En 2005, 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 2005, des progrès ont été réalisés au sujet de certaines des questions de sûreté en suspens, tandis que pour d'autres, ils se sont avérés plus lents que prévu. La même année, treize dossier génériques (DG) étaient actifs; l'un d'eux a été résolu (DG 98G01) 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**

Les évaluations effectuées par le personnel de la CCSN en 2005 ont révélé, qu'à certaines centrales, le programme de protection contre l'incendie et sa mise en œuvre comportaient des faiblesses. Le personnel de la CCSN a observé que des problèmes soulevés lors d'inspections antérieures n'avaient pas été réglés entraînant ainsi une non-conformité par rapport aux exigences en matière de protection contre l'incendie dans les permis d'exploitation. À l'exception d'un retard à régler des problèmes de conception identifiés à Pickering-B lors de la panne générale d'électricité en août 2003, les autres aspects du programme « conception » des centrales étaient satisfaisants en 2005.

## **2.4 APTITUDE FONCTIONNELLE DE L'ÉQUIPEMENT**

En 2005, le personnel de la CCSN a constaté que les programmes du domaine de sûreté « aptitude fonctionnelle de l'équipement » des titulaires de permis répondaient en principe aux exigences relatives à ce domaine. Cependant, dans certains cas, la mise en œuvre de ces programmes ne répondait pas aux exigences.

### **2.4.1 Entretien**

Tous les titulaires de permis ont élaboré des programmes « entretien » qui répondent aux conditions du permis relatives à ce sujet. L'objectif global de ces programmes est d'assurer que les structures,

systèmes et composants peuvent toujours satisfaire leurs critères de conception. La gestion des travaux, incluant les ordres de travail d'entretien préventif, facultatif et correctif, constitue un élément important de ces programmes.

En 2005, l'élimination des retards accumulés au chapitre de l'entretien a de nouveau représenté un défi pour la plupart des titulaires de permis, et le personnel de la CCSN demeure inquiet de l'importance des retards accumulés. Cependant, les efforts des titulaires de permis visant à diminuer la quantité de travaux en attente font des progrès. Le personnel de la CCSN continue de surveiller cet aspect et s'attend à ce que les titulaires de permis établissent des objectifs au sujet des retards accumulés et évaluent leur efficacité à les atteindre.

### **2.4.2 Intégrité structurale**

En 2003, le personnel de la CCSN a demandé à Bruce Power d'obtenir un certificat autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression qui inclut les plans et procédures requis conformément aux normes applicables pour mettre en œuvre un programme d'assurance de la qualité (AQ) pour de tels travaux. Bruce Power a prolongé le calendrier de mise en œuvre de ce programme jusqu'en décembre 2006. Depuis novembre 2005, le personnel de la CCSN et celui de Bruce Power se sont rencontrés chaque trimestre pour discuter des progrès réalisés dans la mise en œuvre du programme portant sur les enveloppes sous pression.

À Darlington et Pickering, l'exploitation et l'entretien des composants sous pression sont sujets à des programmes d'assurance de la qualité acceptables accompagnés d'un certificat autorisant ces travaux.

En 2005, le personnel de la CCSN a examiné les documents du programme d'assurance de la qualité d'Hydro-Québec qui couvrent les travaux sur les enveloppes sous pression. Les autorités provinciales étudient présentement la demande d'Hydro-Québec pour l'obtention d'un certificat autorisant l'exécution de travaux sur les enveloppes sous pression.

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

En participant aux comités techniques de l'Association canadienne de normalisation (CSA), le personnel de la CCSN et celui du secteur nucléaire ont contribué aux révisions et mises à jour des normes en vigueur afin que l'approche suivie pour effectuer les réparations, remplacements et modifications de systèmes et composants sous pression soit plus en fonction du risque. Le personnel de la CCSN a apporté son aide à la mise à jour finale de la norme N285.0 qui a servi à la publication de la révision 2006.

Les titulaires de permis ont une stratégie et des plans de gestion du vieillissement des canaux de combustible et de leur cycle de vie servant à prévenir les défaillances. Ces plans reflètent les connaissances actuelles des mécanismes de dégradation des *tubes de forces* (TF) découlant des programmes de recherche et de développement et de l'analyse des données recueillies antérieurement aux centrales CANDU. Les plans décrivent les inspections et l'entretien prévus pour contrôler les mécanismes de dégradation observés et toute autre dégradation future.

Le personnel de la CCSN a jugé que Bruce Power, OPG, et Hydro-Québec possédaient une méthode de gestion et des fondements techniques solides pour évaluer l'aptitude fonctionnelle des TF. De plus, le personnel de la CCSN croit que Bruce Power et OPG voient leurs plans comme des agents déclencheurs d'actions futures. Puisque Hydro-Québec n'a distribué son plan de gestion du vieillissement des canaux de combustible et de leur cycle de vie qu'en septembre 2005, il est trop tôt pour juger sa mise en œuvre à Gentilly-2.

Le programme d'inspection et de gestion du cycle de vie des canaux de combustible à Point Lepreau a été distribué en 2000 et sa mise en œuvre se poursuit. Cependant, ce programme nécessite des mises à jour afin de refléter les progrès technologiques et les normes actuelles concernant la gestion de l'intégrité structurale des canaux de combustible. Énergie nucléaire NB a entrepris un projet d'amélioration du plan de gestion du cycle de vie du circuit caloporteur primaire afin d'examiner systématiquement tous les programmes et toutes les procédures pertinents ayant rapport à la conservation de l'intégrité structurale des canaux de combustible de même que des *tuyaux d'alimentation* et des *générateurs de vapeur*.

En 2005, Bruce Power et OPG ont reconnu qu'un nombre de TF à Bruce-B et Darlington montrait des signes d'oxydation similaires. Bruce Power et OPG ont accepté d'effectuer en coopération une enquête et de communiquer les résultats au personnel de la CCSN au début de 2006.

Au cours de l'arrêt à des fins d'inspection de la tranche 2, Darlington a volontairement enlevé un TF afin d'appuyer l'évaluation effectuée par le secteur nucléaire de l'impact du rayonnement sur les propriétés critiques des matériaux. Darlington a présenté au personnel de la CCSN les critères qu'elle compte utiliser pour décider de l'acceptabilité lors des essais destructifs de ce tube.

En 2005, le personnel de la CCSN a soulevé son inquiétude au sujet du nombre et de la gravité accrus des imperfections, sous forme de fissures par corrosion, décelées sur les TF inspectés récemment à un nombre de centrales. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG d'effectuer, en collaboration avec toutes les compagnies d'électricité et organisations de recherche et de développement concernées et intéressées, une étude exhaustive des questions connexes afin de s'assurer que des moyens adéquats sont disponibles pour gérer ce type de dégradation efficacement.

Les titulaires de permis, par l'entremise du Groupe des propriétaires de CANDU, ont élaboré de nouvelles lignes directrices concernant l'aptitude fonctionnelle de l'équipement afin de tenir compte de l'amincissement des *tuyaux d'alimentation* qui se manifeste à un endroit bien précis près des soudures. Il est prévu que ces nouvelles lignes directrices seront distribuées en 2006.

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 dégradations se définissent comme des cas où les limites précisées dans les critères de conception ou d'inspection pertinents sont dépassées. La « catégorie » se réfère au code de classification des systèmes nucléaires tandis que « conventionnel » fait allusion aux systèmes non nucléaires. Les données sur cet IR se retrouvent aux tableaux 12, 13 et 14. En 2005, le nombre de cas de dégradation était beaucoup plus élevé qu'au cours des années précédentes (tableau 13). Cependant, il convient de noter la baisse du

nombre de cas enregistré aux centrales Pickering-A, Pickering-B et Point Lepreau entre 2004 et 2005 (tableau 14). 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 2005**

| Centrale      | Nombre de cas de dégradation des enveloppes sous pression par catégorie |             |             |             |               |       |
|---------------|---|-------------|-------------|-------------|---------------|-------|
|               | Catégorie 1   | Catégorie 2 | Catégorie 3 | Catégorie 4 | Conventionnel | Total |
| Bruce-A       | 7   | 0           | 5           | 0           | 80            | 92    |
| Bruce-B       | 20  | 6           | 5           | 1           | 174           | 206   |
| Darlington    | 16  | 7           | 10          | 0           | 59            | 92    |
| Pickering-A   | 0   | 0           | 0           | 0           | 4             | 4     |
| Pickering-B   | 3   | 0           | 6           | 0           | 34            | 43    |
| Gentilly-2    | 0   | 0           | 0           | 0           | 0             | 0     |
| Point Lepreau | 1   | 0           | 1           | 0           | 1             | 3     |

**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 |
| 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   |
| 2005  | 47   | 13          | 27          | 1           | 352           | 440   |

**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 |      |      |      |      |
|-------------------------------|---|------|------|------|------|
|                               | 2001  | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A                       | 21  | 18   | 131  | 68   | 92   |
| Bruce-B                       | 47  | 71   | 109  | 134  | 206  |
| Darlington                    | 80  | 91   | 59   | 66   | 92   |
| Pickering-A et<br>Pickering-B | 155   | 109  | 100  | 64   | 47   |
| Gentilly-2                    | 3   | 3    | 0    | 0    | 0    |
| Point Lepreau                 | 39  | 35   | 10   | 8    | 3    |

### 2.4.3 Fiabilité

Au début de 2006, les titulaires de permis ont demandé des modifications à leurs permis d'exploitation pour y inclure une nouvelle condition exigeant de se conformer à la norme d'application de la réglementation S-98 « Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires » qui a été émise en 2005. En se fondant sur les échanges réguliers avec des représentants du secteur nucléaire, le personnel de la CCSN prévoit que les programmes des titulaires vont répondre aux exigences de cette norme.

Globalement, du point de vue fiabilité, le rendement des systèmes importants pour la sûreté a été bon, bien que des événements survenus en 2005 ont mis en doute la fiabilité de certains *systèmes spéciaux de sûreté*. La disponibilité des systèmes électriques à Pickering préoccupait le personnel de la CCSN qui continue de surveiller la situation.

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. 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. Les données sur cet IR se retrouvent aux tableaux 15, 16 et 17. Environ 90 000 de ces essais ont été effectués dans les centrales nucléaires en 2005. Le nombre total d'essais omis était plus petit en 2005 qu'en 2004 (tableau 16); baisse attribuable à un redressement important de la situation à la centrale Pickering-B (tableau 17).

Le nombre d'omissions d'essais prescrits continue d'être grandement influencé par les essais des *systèmes spéciaux de sûreté* qui ont été omis (tableau 15). Cependant, le nombre total d'essais des *systèmes spéciaux de sûreté* omis était beaucoup plus petit en comparaison à l'année précédente (tableau 16), et représentait seulement un pourcentage minime des dizaines de milliers d'essais effectués en 2005. Ceci signifiait un engagement constant de la part des titulaires de permis à effectuer régulièrement les essais de leurs systèmes de sûreté.

**Tableau 15: Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté en 2005**

| 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                         | 17078                 | 4   | 0                             | 0                                      | 4     |
| Bruce-B                         | 29825                 | 5   | 2                             | 0                                      | 7     |
| Darlington                      | 10800                 | 0   | 0                             | 3                                      | 3     |
| Pickering-A                     | 9700                  | 0   | 0                             | 0                                      | 0     |
| Pickering-B                     | 10984                 | 1   | 0                             | 1                                      | 2     |
| Gentilly-2                      | Aucune donnée         | 1   | 0                             | 0                                      | 1     |
| Point Lepreau                   | 5712                  | 0   | 0                             | 0                                      | 0     |
| Total pour toutes les centrales | 84099                 | 11  | 2                             | 4                                      | 17    |

**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 |                               |  |       |
|-------|-------------------------|--|-------------------------------|--|-------|
|       |                         | Systèmes spéciaux de sûreté  | Systèmes de sûreté en attente | Systèmes fonctionnels liés à la sûreté | Total |
| 2001  | 52841                   | 2  | 0                             | 4                                      | 6     |
| 2002  | 63864                   | 3  | 1                             | 0                                      | 4     |
| 2003  | 64303                   | 2  | 2                             | 3                                      | 7     |
| 2004  | 84471                   | 18   | 3                             | 6                                      | 27    |
| 2005  | 84099                   | 11   | 2                             | 4                                      | 17    |

**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 |      |      |      |      |
|---------------------------------|---|------|------|------|------|
|                                 | 2001  | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A                         |   |      |      | 2    | 4    |
| Bruce-B                         | 0   | 0    | 0    | 1    | 7    |
| Darlington                      | 4   | 0    | 0    | 1    | 3    |
| Pickering A                     | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Pickering B                     | 2   | 1    | 5    | 19   | 2    |
| Gentilly-2                      | 0   | 1    | 2    | 2    | 1    |
| Point Lepreau                   | 0   | 2    | 0    | 2    | 0    |
| Total pour toutes les centrales | 6   | 4    | 7    | 27   | 17   |

#### 2.4.4 Qualification de l'équipement

Une condition des permis d'exploitation se rapportant à la *qualification environnementale* (QE) exigeait que les titulaires de permis confirment, avant le 30 juin 2004, que tous les *systèmes spéciaux de sûreté* étaient aptes à accomplir leurs fonctions de sûreté lorsque exposés aux conditions environnementales résultant de leurs accidents de dimensionnement.

En 2005, le personnel de la CCSN a jugé que les programmes « qualification de l'équipement » et leur mise en œuvre atteignaient en principe les buts sous-tendus des critères de la CCSN. Cependant, certains titulaires de permis ont rapporté des problèmes de *qualification environnementale* se rapportant aux salles à l'épreuve de la vapeur, tandis que d'autres devaient compléter la mise en œuvre de leur programme de surveillance de l'environnement ainsi que des sessions de formation du personnel.

## 2.5 PRÉPARATION AUX SITUATIONS D'URGENCE

Globalement, l'ensemble de l'industrie a continué d'excéder les exigences de la CCSN et répond en tout temps aux attentes de rendement pour les programmes de préparation aux situations d'urgence. Aucun fait saillant n'avait un rapport important avec les programmes de préparation aux situations d'urgence ou leur mise en œuvre.

## 2.6 PROTECTION ENVIRONNEMENTALE

En 2005, les données de la surveillance des 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*. En se fondant sur les données disponibles (2004), 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 montraient que la tendance continuait de s'améliorer 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 2005, aucune centrale n'a signalé de rejets non planifiés de substances nucléaires ou dangereuses pouvant poser un risque inacceptable pour l'environnement.

## 2.7 RADIOPROTECTION

Le personnel de la CCSN a examiné régulièrement la plupart des 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.

En 2005, 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. Le personnel de la CCSN n'a pas encore confirmé que tous les titulaires de permis ont complété la mise en œuvre des mesures requises pour se conformer à ces exigences.

En 2005, la plupart des centrales nucléaires répondaient aux exigences réglementaires concernant la mise en œuvre de leurs programmes de radioprotection. Pickering-B a présenté un plan d'action pour régler des problèmes soulevés lors d'une *inspection de type I*. De plus, à Hydro-Québec, la mise en œuvre du plan d'action en réponse aux problèmes soulevés en 2004 se déroule selon l'horaire prévu.

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. 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/m<sup>2</sup>

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. Les tableaux 18, 19 et 20 montrent l'IR « indice d'événements liés au rayonnement » pour l'ensemble de l'industrie. En 2005, aucune dose n'a dépassé les limites spécifiées (valeur « d » au tableau 18). Aucun événement d'aucun type ne s'est produit à Bruce-A, Bruce-B, Darlington et Pickering-A. Les augmentations importantes de l'indice en 2005 à Pickering-B, Gentilly-2 et Point Lepreau (tableau 20) peuvent être attribuées à une hausse du nombre d'événements de type « c » (tableaux 18 et 19).

**Tableau 18: Indice d'événements liés au rayonnement en 2005**

| Centrale      | Événements liés au rayonnement |   |      |   |        |
|---------------|--------------------------------|---|------|---|--------|
|               | a                              | b | c    | d | Indice |
| Bruce-A       | 0                              | 0 | 0    | 0 | 0      |
| Bruce-B       | 0                              | 0 | 0    | 0 | 0      |
| Darlington    | 0                              | 0 | 0    | 0 | 0      |
| Pickering-A   | 0                              | 0 | 0    | 0 | 0      |
| Pickering-B   | 0                              | 0 | 3.6  | 0 | 18.0   |
| Gentilly-2    | 0                              | 0 | 3.4  | 0 | 17.1   |
| Point Lepreau | 0                              | 0 | 4.35 | 0 | 22     |

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

| Année | Événements liés au rayonnement (Totaux) |   |      |   |        |
|-------|---|---|------|---|--------|
|       | a                                       | b | c    | d | Indice |
| 2001  | 1                                       | 0 | 8.8  | 0 | 45.2   |
| 2002  | 0                                       | 0 | 4.4  | 0 | 22.0   |
| 2003  | 2                                       | 0 | 6.7  | 0 | 33.5   |
| 2004  | 0                                       | 0 | 2.1  | 0 | 10.4   |
| 2005  | 0                                       | 0 | 11.4 | 0 | 56.8   |

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

| Centrale      | Indice des événements liés au rayonnement |      |      |      |      |
|---------------|---|------|------|------|------|
|               | 2001                                      | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
| Bruce-A       | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Bruce-B       | 17  | 13.2 | 0    | 5    | 0    |
| Darlington    | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
| Pickering     | 0   | 9    | 0    | 5.4  | 18   |
| Gentilly-2    | 27  | 0    | 35   | 0    | 17.1 |
| Point Lepreau | 1.0                                       | 0    | 0    | 0    | 21.8 |

## 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 (secret) (CMD 06- M35.A).

## 2.9 GARANTIES

En 2005, en vertu des accords relatifs aux *garanties* entre le gouvernement du Canada et l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA), le personnel de l'AIEA a effectué des inspections et autres vérifications du domaine « *garanties* » à toutes les centrales nucléaires au Canada. Tous les titulaires de permis ont procuré en temps opportun à la CCSN toute l'information nécessaire pour que la CCSN puisse respecter ses engagements envers l'AIEA relativement aux rapports à soumettre. Tous les titulaires de permis ont coopéré avec la CCSN et l'AIEA pour mener à bon terme les inspections courantes, y compris la vérification simultanée annuelle de l'inventaire physique et les vérifications des renseignements sur la conception, de l'accès complémentaire et des installations d'équipement. Tous les titulaires de permis ont réglé promptement les problèmes et questions soulevés. L'AIEA n'a toujours pas présenté ses conclusions finales sur le rendement en matière de *garanties* au Canada en 2005; cependant, le personnel de la CCSN s'attend à un résultat positif.

## 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 2005. 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 adéquats appuyant une exploitation sûre des centrales nucléaires en 2005.

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 2005 pour tous les domaines de sûreté, ainsi que les cotes pour chacun des programmes de ces domaines de sûreté.

L'absence cotes « C » au tableau 21 en 2005, comparativement au tableau 22, laisse supposer que les titulaires de permis possédaient des programmes adéquats pour les divers domaines de sûreté mais qu'ils n'étaient pas toujours mis en œuvre adéquatement.

Comme par les années précédentes, les centrales nucléaires avaient toujours des programmes bien élaborés et bien mis en œuvre dans les domaines de sûreté « préparation aux situations d'urgence », « protection de l'environnement » et « *garanties* ». Tenant compte des améliorations apportées à la radioprotection à Gentilly-2 en 2005, ce domaine de sûreté constituait aussi un point fort de l'industrie digne de mention.

Des changements importants ont été apportés au domaine de sûreté « assurance du rendement en 2005. Tous les titulaires de permis ont continué leurs efforts visant 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 ». Des progrès ont été réalisés à Darlington, Pickering-A et Pickering-B où tous les programmes de ce domaine de sûreté et leur mise en œuvre répondent maintenant aux attentes de la CCSN. Cependant, des efforts additionnels sont requis avant que tous les programmes du domaine de sûreté « assurance du rendement » ne puissent répondre aux exigences et ne soient mis en œuvre adéquatement à Bruce-A, Bruce-B, Gentilly-2 et Point-Lepreau.

**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        |            |               |
| <b>Exploitation</b>                           | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Assurance du rendement</b>                 | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | C          | C             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | C          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Conception et analyse</b>                  | 2003             | B                          | B        | B          | B          | C        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement</b> | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Préparation aux situations d'urgence</b>   | 2003             | A                          | A        | A          | A          | A        | A          | A             |
|   | 2004             | A                          | A        | A          | A          | A        | A          | A             |
|   | <b>2005</b>      | <b>A</b>                   | <b>A</b> | <b>A</b>   | <b>A</b>   | <b>A</b> | <b>A</b>   | <b>A</b>      |
| <b>Protection environnementale</b>            | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Radioprotection</b>                        | 2003             | B                          | B        | A          | B          | B        | A          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Sécurité des sites</b>                     | 2003             | renseignements réglementés |          |            |            |          |            |               |
|   | 2004             |                            |          |            |            |          |            |               |
|   | <b>2005</b>      |                            |          |            |            |          |            |               |
| <b>Garanties</b>                              | 2003             | A                          | A        | A          | A          | A        | A          | A             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |

Les cotes « programme » qui, en 2005, ont changé depuis le rapport annuel 2004 sont sur fond de couleur différente.

Légende:

|                           |                          |                             |                                  |                  |
|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------|
| A = Dépasse les 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        |            |               |
| <b>Exploitation</b>                           | 2003             | B                          | B        | B          | B          | C        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Assurance du rendement</b>                 | 2003             | B                          | B        | C          | C          | B        | C          | C             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | C          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>C</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>C</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Conception et analyse</b>                  | 2003             | B                          | B        | B          | B          | C        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | C        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>C</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Aptitude fonctionnelle de l'équipement</b> | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | C             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>C</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Préparation aux situations d'urgence</b>   | 2003             | A                          | A        | A          | A          | A        | A          | C             |
|   | 2004             | A                          | A        | A          | A          | A        | B          | C             |
|   | <b>2005</b>      | <b>A</b>                   | <b>A</b> | <b>A</b>   | <b>A</b>   | <b>A</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Protection environnementale</b>            | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Radioprotection</b>                        | 2003             | B                          | B        | B          | B          | B        | C          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | C          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Sécurité des sites</b>                     | 2003             | renseignements réglementés |          |            |            |          |            |               |
|   | 2004             |                            |          |            |            |          |            |               |
|   | <b>2005</b>      |                            |          |            |            |          |            |               |
| <b>Garanties</b>                              | 2003             | A                          | A        | A          | A          | A        | A          | B             |
|   | 2004             | B                          | B        | B          | B          | B        | B          | B             |
|   | <b>2005</b>      | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |

Les cotes « mise en œuvre » qui, en 2005, ont changé depuis le rapport annuel 2004 sont sur fond de couleur différente.

Légende:

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

| Domaine de sûreté / Programme               | P<br>or<br>I | Bruce-                     |          | Darlington | Pickering- |          | Gentilly-2 | Point Lepreau |
|---|--------------|----------------------------|----------|------------|------------|----------|------------|---------------|
|   |              | A                          | B        |            | A          | B        |            |               |
| <b>Préparation aux situations d'urgence</b> | P            | <b>A</b>                   | <b>A</b> | <b>A</b>   | <b>A</b>   | <b>A</b> | <b>A</b>   | <b>A</b>      |
|   | I            | <b>A</b>                   | <b>A</b> | <b>A</b>   | <b>A</b>   | <b>A</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Protection environnementale</b>          | P            | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
|   | I            | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Radioprotection</b>                      | P            | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
|   | I            | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
| <b>Sécurité des sites</b>                   | P            | renseignements réglementés |          |            |            |          |            |               |
|   | I            |                            |          |            |            |          |            |               |
| <b>Garanties</b>                            | P            | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>      |
|   | I            | <b>B</b>                   | <b>B</b> | <b>B</b>   | <b>B</b>   | <b>B</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 œuvre 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 œuvre 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;
- 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 (EAG)***

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 système d'inspections et autres activités de vérification internationales effectuées par le personnel de l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) afin d'évaluer, sur une base annuelle, le niveau de conformité du Canada par rapport à ses obligations en vertu des accords relatifs aux *garanties* entre le Gouvernement du Canada et l'AIEA. Dans le cas du Canada, le but est de permettre à l'AIEA de fournir, au Canada et à la communauté internationale, une preuve crédible que tout le matériel nucléaire déclaré est utilisé à des fins pacifiques et qu'il n'existe pas au pays d'activités ou de matières nucléaires non déclarées.

***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 (QE)***

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 (TC)***

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 (TF)***

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   | <i>Agence internationale de l'énergie atomique</i>       |
| AQ     | assurance de la qualité                                  |
| CCP    | circuit caloporteur primaire                             |
| CCSN   | <i>Commission canadienne de sûreté nucléaire</i>         |
| CMD    | <i>Document aux commissaires</i>                         |
| CSA    | Association canadienne de normalisation                  |
| DG     | dossier générique  |
| EACL   | Énergie atomique du Canada limitée                       |
| EAG    | <i>état d'arrêt garanti</i>                              |
| EPR    | étude probabiliste des risques                           |
| ESS    | examen de synthèse sur simulateur                        |
| GPERCA | grosse perte de caloporteur                              |
| GV     | <i>générateur de vapeur</i>                              |
| IR     | indicateur de rendement                                  |
| IST    | ensemble d'outils normalisés de l'industrie              |
| LOD    | <i>limite opérationnelle dérivée</i>                     |
| LSRN   | Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires        |
| NB     | Nouveau-Brunswick  |
| OPG    | Ontario Power Generation                                 |
| OSART  | équipe d'examen de la sûreté nucléaire                   |
| OSC    | opérateur de salle de commande                           |
| PERCA  | perte de caloporteur                                     |
| QE     | <i>qualification environnementale</i>                    |
| RFS    | rapport des faits saillants                              |
| RUC    | refroidissement d'urgence du coeur                       |
| SAU    | système d'arrêt d'urgence                                |
| SLAR   | localisation et repositionnement des patins d'espacement |
| SSC    | structures, systèmes et composants                       |
| TC     | <i>tube de calandre</i>                                  |
| TF     | <i>tube de force</i>                                     |

## ANNEXE C

### SYSTÈME DE COTATION

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

|   |
|---|
| <b>A – Dépasse les exigences</b>  |
| 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>B - Répond aux exigences</b>   |
| 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. |
| <b>C – Inférieur aux exigences</b>  |
| 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. À court terme, le risque demeure faible que le rendement et/ou la performance devienne considérablement au dessous des exigences réglementaires; cependant, des améliorations doivent 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.     |
| <b>D – Très inférieur aux exigences</b>   |
| 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.  |
| <b>E – Inacceptable</b>   |
| 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. La majorité de l'information provient de documents aux commissaires (CMD) intitulés rapports de faits saillants (RFS). Dans le cas des derniers événements qui ont été rapportés oralement à la *Commission*, l'information est tirée des transcriptions des réunions de la *Commission*.

À la fin de la sous-section D.2 portant sur Bruce-B, on trouve un RFS sur les inspections périodiques qui concerne aussi en partie Bruce-A.

## D.1 Rapports des faits saillants à BRUCE-A

### D.1.1 Inspection de type II du système de protection contre l'incendie à Bruce-A

#### D.1.1.1 Description initiale (CMD 05-M29)

Le personnel de la *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a effectué une inspection imprévue à Bruce-A en février. Cette inspection a révélé que la tenue des lieux était inadéquate, la quantité de matières combustibles était excessive, et celles-ci étaient entreposées dans des endroits inappropriés. Les faits observés lors de l'inspection contrevenaient aux exigences du Code national de prévention des incendies et de la norme N293-95 de la CSA « Protection contre l'incendie aux centrales nucléaires CANDU » dont on fait mention dans le permis d'exploitation de l'installation.

Globalement, tenant compte des résultats de cette inspection, la cote C (inférieur aux exigences) a été attribuée, bien que la cote D (très inférieur aux exigences) ait été attribuée pour les tranches 1 et 2.

Sept directives et deux avis d'action ont été émis suite à l'inspection. Bruce Power a pris des mesures pour réduire la quantité de matière combustible en sortant des articles de la centrale. Bruce Power devait dans les soixante jours suivants soumettre au personnel de la CCSN un plan de mesures correctives et un horaire pour tenir compte des résultats de l'inspection.

#### D.1.1.2 Suivi initial (transcription de la réunion de la *Commission* du 29 juin 2005)

Suite à l'inspection initiale, le personnel de la CCSN a effectué une inspection de suivi le 23 juin. Cette inspection a permis de constater que le titulaire de permis réalisait de bons progrès quant au retrait des matières combustibles de la centrale Bruce-A et en était à réviser et améliorer ses procédures de contrôle du matériel en transit. Le personnel de la CCSN s'attendait à ce que les changements observés en chantier, de concert avec les révisions aux procédures d'exploitation, puissent procurer une solution à long terme aux lacunes observées lors de l'inspection.

#### D.1.1.3 Suivi additionnel (CMD 05-M48)

Le personnel de la CCSN a effectué le 19 juillet une autre inspection de suivi de la protection contre l'incendie à Bruce-A. (On a joint des photos au CMD afin de montrer les zones qui avaient soulevé des inquiétudes lors de l'inspection de février et pour démontrer jusqu'à quel point Bruce Power avait tenu compte de ces inquiétudes).

Le 12 juillet, Bruce Power a présenté une mise à jour de la situation de même que sa réponse aux directives et avis d'action contenus dans le rapport du personnel de la CCSN, suite à l'inspection de la protection contre l'incendie à Bruce-A. Cette information contenait les détails du plan d'action de Bruce Power pour tenir compte des sept directives et des deux avis d'action. Bruce Power avait révisé quelques procédures concernant l'entreposage du matériel et son emplacement à l'intérieur de la centrale et continuait de réviser d'autres procédures. Afin de diminuer la probabilité de propagation d'un incendie, le matériel combustible était placé dans des contenants de transport

métalliques jusqu'à ce qu'il puisse être enlevé de la centrale. Une partie du matériel combustible entreposé dans la centrale a été enlevé et Bruce Power prévoyait compléter ce travail d'ici janvier 2006. Le personnel de la CCSN a trouvé l'horaire joint au plan acceptable.

#### D.1.1.4 Autre suivi

Le titulaire de permis a réalisé des progrès par rapport à son plan de mesures correctives et son horaire établis afin d'éliminer les lacunes observées lors de l'inspection, et le personnel de la CCSN fait un suivi de la mise en œuvre de ces mesures.

### **D.1.2 Arrêt forcé de la tranche 4 à Bruce-A**

#### D.1.2.1 Description initiale (CMD 05-M40)

Le 8 mai, une injection par le système d'arrêt d'urgence no. 2 (SAU#2) s'est produite sur la tranche 4 lorsqu'une chaîne a été rejetée à des fins d'essai et que le commutateur d'une autre chaîne a été accidentellement sélectionné en position essai. Le système de régulation et le SAU#1 ont réagi comme prévu, entraînant une *baisse contrôlée de puissance* due à une inclinaison du flux neutronique suivi d'un déclenchement du SAU#1 dû à un taux-log neutronique élevé. La tranche a été synchronisée à nouveau au réseau le 11 mai.

#### D.1.2.1 Suivi

Bruce Power a donné suite en effectuant une auto-évaluation approfondie portant sur les facteurs humains. Le personnel de la CCSN a aussi effectué une *inspection de type I* portant sur la conformité aux procédures.

### **D.1.3 Perte de régulation à la tranche 3 de Bruce-A**

#### D.1.3.1 Description initiale (transcription de la réunion de la *Commission* du 14 septembre 2005)

Le 7 septembre, la défaillance d'un composant a causé une perte de régulation à la tranche 3 de Bruce-A qui a été interrompue par les deux SAU. Le titulaire a rapporté promptement l'événement au personnel de la CCSN conformément à la norme d'application de la réglementation S-99. Il n'y a pas eu de rejet radioactif ni de tort causé aux travailleurs ou au public. Cependant, le personnel de la CCSN a jugé que cet indicent était équivalent à une *défaillance grave de système fonctionnel* ayant des incidences potentielles sur les risques. Par conséquent, le personnel de la CCSN a fait un suivi de l'enquête menée par Bruce Power au sujet de cet événement et a jugé que la cause directe était bien comprise et que les mesures correctives prises étaient appropriées pour corriger la situation et atténuer encore plus les conséquences si un événement similaire devait se produire dans l'avenir. Bruce Power a aussi pris des mesures similaires pour l'autre tranche en fonctionnement à Bruce-A (la tranche 4). La tranche 3 demeurait en *état d'arrêt garanti* pendant que des discussions se déroulaient concernant certaines inquiétudes résiduelles. Bruce Power a formé une équipe pour

effectuer une *analyse des causes fondamentales*. Le personnel de la CCSN a informé les autres titulaires de permis de cet événement et ils évaluent les conséquences pour leurs centrales.

#### D.1.3.2 Information additionnelle (CMD 05-M75)

Bruce Power a complété son enquête récemment et devait soumettre son rapport au personnel de la CCSN sous peu. Le personnel de la CCSN prévoyait en effectuer une étude exhaustive afin de déterminer si les mesures proposées pour prévenir de tels événements étaient adéquates.

#### D.1.3.3 Suivi (CMD 06-M4)

Le 13 décembre, Bruce Power a soumis un sommaire de l'*analyse des causes fondamentales* que le personnel de la CCSN a jugé incomplet. Le 16 janvier 2006, Bruce Power a fourni des informations additionnelles sur les causes première et fondamentale ainsi que celles qui ont contribué à l'événement. La cause fondamentale était un défaut de conception qu'on avait omis de corriger et par conséquent le personnel du titulaire de permis n'exploitait pas le système conformément au manuel d'exploitation. Le personnel de la CCSN a trouvé cette *analyse des causes fondamentales* acceptable.

Cependant, le personnel de la CCSN n'était pas convaincu que les circonstances de l'événement étaient pleinement éclaircies. Le personnel de la CCSN a demandé à Bruce Power d'effectuer d'autres analyses.

#### D.1.3.4 Suivi additionnel (CMD 06-M4.B)

Bruce Power a soumis un rapport additionnel le 16 janvier 2006 présentant une analyse des aspects conception, culture, facteurs humains et procédures qui avaient occasionné l'événement et décrivant ses causes première et fondamentale ainsi que celles qui y ont contribué. Le personnel de la CCSN a vérifié indépendamment les faits entourant cet événement ainsi que la justesse de l'*analyse des causes fondamentales*. Le personnel de la CCSN a jugé que Bruce Power avait correctement identifié les causes première et fondamentale et avait pris des mesures correctives appropriées.

La cause directe était la défaillance de la boucle de contrôle d'un indicateur de pression qui a entraîné la défaillance en position ouverte d'une vanne d'alimentation en hélium. Ceci a augmenté le débit de gaz vers un collecteur d'équilibrage, occasionnant une baisse rapide du niveau des barres liquides qui a entraîné une hausse de la puissance du réacteur. Le personnel de la CCSN juge que la probabilité qu'un tel événement se répète est faible puisque la cause directe a été éliminée.

La cause fondamentale était un problème de conception connu, qui n'avait pas été corrigé mais qu'on avait laissé subsister. Le débit de purge d'hélium vers un circuit de recombinaison était plus faible que requis, nécessitant des purges de gaz afin de pouvoir contrôler la concentration d'hydrogène. Le personnel d'exploitation avait contourné ce problème en plaçant, contrairement aux consignes d'exploitation, le dispositif de commande d'une vanne de purge à la position manuelle au lieu de la position automatique. Lorsque la cause directe s'est produite, la vanne de purge n'a pu fonctionné tel que conçue, résultant dans la perte de régulation.

Bruce Power a corrigé le problème de conception sur la tranche 3 et planifiait de faire de même sur la tranche 4 au cours de l'arrêt au printemps 2006. La modification à la conception requise avait déjà été apportée aux tranches de Bruce-B. Bruce Power a aussi vérifié tous les dispositifs de commande similaires pour s'assurer qu'ils fonctionnaient en mode automatique.

Le personnel de la CCSN a surveillé de près l'enquête menée par Bruce Power à ce sujet. Suite à l'événement, le personnel de la CCSN a immédiatement mis sur pied une équipe d'inspection qui a vérifié que la séquence des événements était bien comprise. L'équipe a conclu que les mesures correctives prises immédiatement par Bruce Power pour diminuer la possibilité de répétition étaient acceptables. Ceci a été confirmé lorsqu'une défaillance similaire d'un dispositif de commande s'est produite le 12 octobre sans entraîner un transitoire.

L'événement était important puisqu'il comportait une perte lente de régulation qui a été éventuellement interrompue par le déclenchement des SAU. À savoir si cet événement constituait une *défaillance grave de système fonctionnel* tel que définie dans la norme d'application de la réglementation S-99, Bruce Power prétend que non. Avant de pouvoir prendre position à ce sujet, le personnel de la CCSN attend les résultats d'une analyse détaillée qui doit être complétée en mai 2006. Le personnel de la CCSN va continuer de surveiller l'exécution de cette mesure corrective et d'autres afin de déterminer si des mesures additionnelles pourraient être requises afin d'atténuer davantage les risques.

Le personnel de la CCSN conclut que l'événement n'a pas entraîné de risque pour la santé et la sécurité du public. Le personnel de la CCSN croit que Bruce Power a identifié correctement les causes première et fondamentale et a pris les mesures correctives appropriées.

## **D.2 Rapports des faits saillants à BRUCE-B**

### **D.2.1 Arrêt imprévu du réacteur de la tranche 7 à Bruce-B (CMD 05-M10A)**

Le 9 février, un déclenchement du SAU#2 s'est produit sur la tranche 7 à Bruce-B. À ce moment là, une chaîne avait été rejetée pour entretien et un signal intempestif sur une des deux autres chaînes a entraîné une injection par le SAU#2. Le réacteur a été synchronisé de nouveau au réseau le 13 février.

### **D.2.2 Transformateur de la tranche 6 à Bruce-B**

#### D.2.2.1 Description initiale (CMD 05-M29)

Le 15 avril, la tranche 6 a été mise à l'arrêt de façon sécuritaire suite à un problème électrique et à un feu sur le transformateur principal de sortie. Cet événement s'est produit du côté non nucléaire de la

centrale. Conformément à la conception, le feu a été éteint par un système automatique de suppression des incendies. Il n'y a pas eu de blessure.

Cet événement a entraîné un déversement d'huile minérale biodégradable dans le lac Huron par les drains de surface. Cette huile ne contenait pas des biphényles polychlorés (BPC) ou de matière radioactive. Bruce Power s'affairait à nettoyer l'huile qui s'était déversée du transformateur endommagé. La majorité de celle-ci avait été récupérée ou absorbée dans le sable et le gravier sous le transformateur. Le ministère de l'Environnement de l'Ontario surveillait les activités de nettoyage. Les équipes d'entretien d'Hydro One ont été appelées pour remplacer le transformateur par une phase de réserve.

#### D.2.2.2 Suivi

Puisque ce déversement était de nature conventionnelle, le suivi a été effectué par le ministère de l'Environnement de l'Ontario. Les équipes ont remplacé le transformateur par un en réserve et la tranche a été remise en service le 14 mai.

### **D.2.3 Ouverture partielle d'une vanne d'évent à la tranche 6 de Bruce-B (CMD 05-M75A)**

Le 18 novembre, un employé de Bruce Power se trouvait dans l'enceinte de confinement pour réparer une vanne du système de refroidissement en temps d'arrêt. L'employé a soit accroché une vanne d'évent ou son boyau d'alimentation en air s'est enroulé autour de la poignée de cette vanne, entraînant l'ouverture partielle de celle-ci. Cette ouverture partielle de la vanne d'évent a causé un écoulement d'eau lourde du circuit caloporteur primaire vers le système de recueil. La capacité du système de recueil n'a pas suffi et l'eau lourde a débordé dans les salles des pompes d'alimentation et de recueil du système caloporteur.

Bruce Power a déclaré une alerte centrale. Le personnel de la salle de commande préposé aux urgences a répondu en suivant les procédures appropriées, incluant l'activation du centre des opérations en cas d'urgence et l'initiation du recensement du personnel de la centrale. Le personnel de Bruce Power a contrôlé la contamination, nettoyé l'eau lourde répandue, et effectué des analyses pour confirmer que les limites de conception de ces composants n'avaient pas été dépassées.

La tranche 6 est retournée en service. Il n'y pas eu de blessure, surexposition, ou rejet à l'environnement suite à cet événement.

### **D.2.4 Inspections périodiques selon la norme N285.5 de la CSA à Bruce-B**

#### D.2.4.1 Description initiale (CMD 05-M40)

Bruce Power n'avait pas encore soumis son programme d'inspections périodiques pour Bruce-B tel que requis par les normes N285.4-94 et N285.5-M90 de la CSA. De plus, approximativement 10% des inspections de l'enceinte de confinement requises conformément à la norme N285.5 de la CSA n'avaient pas été effectuées dans les délais prescrits.

La norme N285.5-M90 de la CSA exige que certains composants de l'enceinte étanche soient inspectés à l'intérieur d'un cycle de dix ans. Le cycle devait initialement se terminer au printemps 2002, mais cette exigence a été révisée à l'automne 2004 lorsqu'on a permis de reporter l'arrêt pour effectuer l'inspection du bâtiment sous vide. En mars 2005, Bruce Power a informé le personnel de la CCSN que le programme d'inspection n'avait pas été complété. On s'attendait à recevoir avant la fin de juin un plan de travail pour éliminer cette lacune et proposer une date de soumission pour le programme.

Les programmes d'inspections périodiques de Bruce-A ont été soumis avant le redémarrage des tranches 3 et 4, tel que requis. Cependant, Bruce Power a aussi rapporté ne pas avoir effectué quelques-unes de ces inspections.

#### D.2.4.2 Information additionnelle (transcription de la réunion de la *Commission* du 29 juin 2005)

En juin 2005, Bruce Power a soumis son évaluation du rendement de son programme d'inspection périodique en comparaison aux exigences de même qu'un plan et un horaire pour éliminer les lacunes et régler les problèmes en suspens. Bruce Power devait soumettre son programme d'inspection périodique pour approbation peu de temps après. Le personnel de la CCSN prévoyait effectuer une *inspection de type I* du programme et de sa mise en œuvre.

#### D.2.4.3 Suivi

Le programme de Bruce-B lié à la norme N285.5-M90 de la CSA demeure à jour, tel que requis par une condition du permis d'exploitation. Les programmes de Bruce-B liés à la norme N285.4-94 de la CSA devraient être soumis d'ici juin 2006. Quelques rapports liés à la norme N285.4 de la CSA ont accusé des retards allant jusqu'à trois ans.

Les programmes d'inspections périodiques de Bruce-A préparés conformément aux normes N285.4 et N285.5-M90 de la CSA ont été soumis avant le redémarrage des tranches 3 et 4. Cependant, Bruce Power a rapporté récemment avoir omis quelques-unes de ces inspections. Le personnel de la CCSN enquête présentement.

Les gestionnaires de Bruce Power font des progrès réguliers pour rétablir les quatre programmes à un niveau acceptable.

### **D.3 Rapports des faits saillants à DARLINGTON**

Aucun RFS n'a été produits à Darlington en 2005.

## **D.4 Rapports des faits saillants à PICKERING-A**

### **D.4.1 Indisponibilité du système de refroidissement d'urgence du cœur de la tranche 4 (CMD 05-M4)**

Lors de vérifications courantes, Ontario Power Generation (OPG) a découvert qu'un disjoncteur parasismique était en position ouverte. Ceci signifiait qu'une vanne du système de refroidissement d'urgence du cœur (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 a jugé qu'OPG avait pris des mesures correctives appropriées pour prévenir une répétition de cet événement.

### **D.4.2 Qualification environnementale de la tranche 4 (CMD 05-M4)**

Suite à un examen de l'expérience à Darlington de l'utilisation des barrières coupe vapeur, OPG a effectué une évaluation approfondie du mur sur la ligne H à proximité des tranches 3 et 4 et conclu à des dégradations de barrières coupe vapeur à Pickering-A. On a déterminé que les cages d'escalier des tranches 3 et 4 devaient être renforcées et les réparations ont été complétées.

### **D.4.3 Perte d'alimentation électrique de catégorie IV à la tranche 4 (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 entraîné 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 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'incident.

### **D.4.4 Épaisseur de la paroi des coudes des tuyaux d'alimentation de la tranche 4 à Pickering-A**

#### D.4.4.1 Description initiale (CMD 05-M18B)

OPG a obtenu les résultats d'un test métallurgique de deux *tuyaux d'alimentation* qui ont été enlevés de la tranche 1 à Pickering-A suite à une évaluation de leur aptitude fonctionnelle. L'évaluation de l'aptitude fonctionnelle reposait sur des mesures faites en chantier de l'épaisseur de la paroi des extradados des coudes. Quatre *tuyaux d'alimentation* ont été enlevés et les deux dont l'épaisseur de la paroi était la plus près de la limite permise ont été choisis pour le test métallurgique. Le test a révélé des endroits près des intrados des *tuyaux d'alimentation* où l'épaisseur de la paroi était plus mince que celles des extradados. Dans un des cas, l'épaisseur était moindre que la limite permise.

L'amincissement des *tuyaux d'alimentation* à l'intrados des coudes n'avait pas été prévu et aucune vérification de ce phénomène n'avait été effectuée lors des inspections périodiques de l'aptitude fonctionnelle de l'équipement des tranches de Pickering-A. Le 2 avril, OPG a décidé de mettre la tranche 4 à l'arrêt à cause de l'incertitude entourant l'aptitude fonctionnelle des *tuyaux d'alimentation*. OPG planifiait d'inspecter les intrados des coudes des *tuyaux d'alimentation* des tranches 4 et 1 avant leur redémarrage.

#### D.4.4.2 Suivi

On a aussi observé des amincissements localisés importants contigus aux soudures sur les *tuyaux d'alimentation* prélevés à la tranche 1. En réponse à cette nouvelle information, les titulaires de permis ont créé un nouvel outil afin de pouvoir mesurer de façon fiable l'épaisseur de la paroi à proximité des soudures. Le Groupe des propriétaires de CANDU élaborait de nouvelles lignes directrices concernant l'aptitude fonctionnelle (publication prévue en 2006) dans les cas d'amincissements très localisés de la paroi près des soudures.

OPG a élargi l'étendue de ses inspections des *tuyaux d'alimentation* à la tranche 1 et a subséquemment enlevé un tuyau qui était aminci près d'une soudure à l'emboîtement d'un raccord Grayloc.

À la tranche 4, OPG a vérifié l'amincissement de la paroi de 142 *tuyaux d'alimentation* de sortie et de 11 tuyaux d'entrée. On a jugé que l'épaisseur de la paroi de deux *tuyaux d'alimentation* de sortie atteindrait une limite de durée de vie avant la prochaine inspection planifiée et OPG les a remplacés. On a aussi jugé que la paroi d'un autre *tuyau d'alimentation* de sortie était trop mince pour durer jusqu'au prochain arrêt. Cependant, des analyses détaillées effectuées par OPG ont démontré que l'état sera bon pour la durée du prochain cycle d'exploitation.

Le personnel de la CCSN a jugé que les résultats des inspections des *tuyaux d'alimentation* à Pickering-A étaient acceptables et justifiaient la poursuite de l'exploitation sûre des tranches 1 et 4 qui ont été redémarrées subséquemment en 2005.

### **D.4.5 Article suspect à la tranche 1 de Pickering-A**

#### D.4.5.1 Description initiale (CMD 05-M40)

Le 3 juin, un travailleur de la centrale a remarqué un article suspect à Pickering-A et avisé les agents de la sécurité d'OPG. Conformément aux procédures, on a déclaré une alerte générale et demandé

l'aide du Service de police de la région de Durham. Le Centre de gestion du site d'OPG à Pickering a été activé pour diriger l'intervention suite à cet incident. Un membre du personnel du bureau de la CCSN au site a été présent au Centre de gestion du site tout au long de l'événement. À Ottawa, le personnel de la CCSN a activé le bureau de liaison avec le site du Centre des mesures d'urgence afin de faire un suivi de la situation. En quelques heures, on a déterminé que l'article était sans danger et l'alerte générale a été terminée. Une enquête criminelle était en cours afin d'identifier qui avait assemblé l'appareil.

Le 8 juin, un autre employé a remarqué un article suspect dans l'enceinte du réacteur de la tranche 1 et a avisé les agents de la sécurité. On a déclaré une alerte générale qui a été terminée peu de temps après, une fois que le Service de police de la région de Durham eût déterminé que l'article était sans danger et, contrairement à l'incident précédent, n'avait pas été assemblé et placé exprès.

#### D.4.5.2 Suivi

L'enquête menée par le Service de police de la région de Durham suite à l'incident du 3 juin n'a pas mené à l'identification formelle de suspects.

#### **D.4.6 Décision de ne pas redémarrer les tranches 2 et 3 à Pickering (transcription de la réunion de la *Commission* du 17 août 2005)**

OPG a annoncé sa décision de ne pas redémarrer les tranches 2 et 3 à Pickering mais de les placer permanemment en état d'arrêt avec le combustible déchargé.

#### **D.4.7 Transitoire électrique à la tranche 4 de Pickering-A**

##### D.4.7.1 Description initiale (CMD 05-M53)

Le 19 août, un orage violent a causé un transitoire électrique qui, en conjonction avec une défaillance d'équipement, a entraîné une perte d'alimentation électrique de catégorie III aux vannes du système de refroidissement d'urgence (RUC) et une indisponibilité de ce système pendant environ une heure. Bien que l'événement n'ait eu aucune conséquence directe, il n'aurait pas été possible (pour plus de détails, voir la section D.4.7.2) de compenser pour une perte de fluide caloporteur advenant une rupture de conduite pendant que le système RUC était indisponible. Bien que le risque n'ait été présent que pour une très courte période, cet événement représentait un affaiblissement important de la défense en profondeur.

##### D.4.7.2 Information additionnelle (transcription de la réunion de la *Commission* du 14 septembre 2005)

L'éclair a causé une perte d'alimentation électrique à la moitié des vannes d'injection. Par conséquent, l'affirmation selon laquelle il n'y avait aucun moyen de compenser pour la perte du fluide caloporteur n'était pas vraie. Bien qu'on considérait le système RUC indisponible, la moitié du débit était toujours disponible.

## **D.4.8 Indisponibilité du RUC de la tranche 4 à Pickering-A**

### D.4.8.1 Description initiale (CMD 05-M59)

Au cours d'un essai régulier le 22 septembre, il s'est produit une perte temporaire d'alimentation à la moitié des vannes du système RUC. Ceci a occasionné une indisponibilité du système RUC qui a duré environ une heure et demie. Bien que l'événement n'ait eu aucune conséquence directe, il n'y aurait plus eu moyen au cours de la perte d'alimentation d'ouvrir les vannes du RUC à quatre des huit collecteurs du circuit caloporteur. En l'absence d'analyses, on n'a pas l'assurance de pouvoir établir un refroidissement adéquat du combustible pour tous les endroits possibles d'une rupture d'une conduite du circuit caloporteur à moins que toutes les vannes d'injection du RUC puissent être ouvertes aux huit collecteurs du circuit caloporteur.

L'enquête menée par OPG au sujet de cet événement a révélé qu'il était dû à des changements apportés à des relais parasismiques du système de commande de l'alimentation électrique. Le temps de réponse plus lent des nouveaux relais cause la défaillance de l'alimentation électrique auxiliaire au cours des essais réguliers. Ce problème n'a occasionné l'échec d'un essai que récemment parce que les relais ont maintenant un temps de réponse plus lent que lorsque initialement installés (il y a environ deux ans). OPG a aussi établi que ce problème n'a des répercussions sur le système que lors des essais et que le transfert à l'alimentation auxiliaire se produirait correctement pendant une perte de caloporteur (PERCA) combinée à une perte de l'alimentation électrique hors site. OPG a interrompu cet essai jusqu'à ce que le problème des relais soit corrigé, et faisait aussi enquête sur le processus suivi pour choisir les nouveaux relais.

### D.4.8.2 Suivi

OPG prépare un document additionnel pour présenter une revue d'événements similaires, l'*analyse des causes fondamentales* et les actions de suivi requises.

## **D.4.9 Entreposage sûr à long terme des tranches 2 et 3 de Pickering-A (CMD 05-M75A)**

OPG a informé le personnel de la CCSN de sa décision de ne pas remettre en service les tranches 2 et 3. Ces tranches seront plutôt placées dans un état sûr à long terme. L'intention d'OPG était d'enlever le combustible et l'eau lourde des réacteurs. Toutes les activités requises pour placer les tranches dans un état de préservation sûr seraient effectuées en conformité au permis d'exploitation présentement en vigueur.

## **D.4.10 Suivi à la mission OSART à Pickering-A (CMD 06-M4.B)**

Dans le CMD 04-M29, le personnel de la CCSN a présenté les résultats de l'évaluation effectuée par l'équipe d'examen de la sûreté nucléaire (OSART) de l'*Agence internationale de l'énergie atomique* (AIEA) en février 2004 à Pickering-A. Se conformant aux bonnes pratiques, le personnel de la

CCSN a invité l'AIEA à visiter à nouveau Pickering-A en septembre pour évaluer les progrès réalisés par OPG à l'égard des recommandations et suggestions faites par l'équipe OSART. Cette visite de suivi visait à déterminer l'état de toutes les propositions d'amélioration, commenter sur la pertinence des actions prises, et évaluer les progrès réalisés.

L'équipe d'évaluation qui donnait suite à l'OSART a catalogué l'état et fait des observations sur toutes les actions correctives prises par la centrale, incluant des suggestions additionnelles d'amélioration. Elle a observé que, des 23 problèmes identifiés par la mission OSART en février 2004, dont 12 faisaient l'objet de recommandations et 11 de suggestions, dix étaient réglés et des progrès satisfaisants avaient été réalisés pour régler les 13 autres. L'équipe a indiqué que la conformité aux exigences relatives aux portes coupe vapeur et de protection contre l'incendie était un aspect nécessitant toujours des améliorations, mais a aussi noté des améliorations tangibles de la tenue des lieux et de l'exclusion des corps étrangers.

La conclusion globale de cette évaluation était que la centrale a fait des progrès importants pour régler les problèmes identifiés lors de la mission OSART en 2004. Des plans stratégiques ont été élaborés, des modifications planifiées, des responsabilités assignées et on veillait à la mise en œuvre des actions correctives, faisait la tendance des progrès et communiquait les résultats. L'équipe a aussi observé un engagement ferme de la part des gestionnaires et du personnel envers les multiples initiatives à long terme visant à assurer le maintien des progrès réalisés.

## **D.5 Rapports des faits saillants à PICKERING-B**

### **D.5.1 Suivi des questions au sujet de l'eau de service à Pickering-B**

#### **D.5.1.1 Description initiale (CMD 05-M18)**

Trois questions étaient toujours en suspens suite à l'enquête par le personnel de la CCSN portant sur la panne majeure d'électricité en août 2003 (pour plus de détails, voir le rapport annuel 2004, INFO-0752). Ces trois questions se rapportaient à la capacité d'approvisionnement en eau de service, la surveillance et l'entretien de l'eau de service et la capacité d'approvisionnement en eau de lutte contre les incendies.

Depuis novembre 2004, OPG a amélioré le 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 de faire celles qui restaient lors des arrêts à venir.

OPG a complété et soumis les exigences en matière de sûreté de l'exploitation portant sur les systèmes d'eau de service. Le document démontrait que les systèmes d'eau de service pouvaient répondre à toutes les exigences de capacité. On s'affairait toujours à régler complètement les problèmes liés à la capacité d'approvisionnement en eau de lutte contre les incendies.

OPG a présenté des plans d'actions, incluant les activités et horaires liés à la conception du système d'eau de service, l'exploitation, la surveillance, l'entretien et l'analyse de sûreté requis pour régler les problèmes en suspens.

Le personnel de la CCSN étudiait ces documents afin de confirmer si les plans d'actions présentés pouvaient tenir compte de tous les problèmes identifiés et les régler.

#### D.5.1.2 Suivi

OPG a fourni des informations additionnelles au sujet de l'eau de service et le personnel de la CCSN en fait l'étude.

### **D.5.2 Indisponibilité de génératrices de secours aux tranches 7 et 8 de Pickering-B**

#### D.5.2.1 Description initiale (CMD 05-M46)

OPG a établi qu'en juin, dû à des défaillances indépendantes de deux des trois génératrices de secours alimentant les tranches 7 et 8, toutes les trois génératrices de secours ont été indisponibles pendant une période de cinq jours et demi. Pendant qu'on effectuait un entretien planifié de la génératrice de secours no. 1, on a déterminé au cours d'essais que les génératrices de secours no. 2 et no. 3 étaient toutes deux indisponibles. La défaillance de la génératrice de secours no. 2 était due à une vanne mal positionnée tandis qu'un défaut de minuterie avait causé celle de la génératrice de secours no. 3. Les générateur no. 2 et 3 ont été subséquemment réparées et retournées en service après essais.

L'alimentation électrique de secours de catégorie III est fournie à Pickering-B par six génératrices activées par des turbines à gaz disposées en deux groupes de trois, l'un d'eux alimentant les tranches 5 et 6 et l'autre, les tranches 7 et 8. L'exigence minimale est qu'au moins une des trois génératrices de secours soit disponible pour alimenter chacune des paires de tranches. Par conséquent, au cours de la période pendant laquelle toutes les trois génératrices alimentant les tranches 7 et 8 étaient indisponibles, le système ne répondait pas aux critères de conception. L'alimentation électrique de catégorie III fournit d'autres systèmes de sûreté qui, lors d'une perte de l'alimentation électrique hors site, advenant qu'aucune tranche n'alimente le réseau, sont requis pour effectuer un arrêt sûr du réacteur et le refroidissement à long terme, ainsi que le refroidissement d'urgence suite à une PERCA.

Bien que la surveillance du système effectuée par OPG ait révélé un besoin d'amélioration, c'est la première fois qu'on constate une indisponibilité de ce système. Le personnel de la CCSN examinait les résultats de l'enquête de cet événement menée par OPG de même que les améliorations prévues afin d'accroître la fiabilité des génératrices de secours.

#### D.5.2.2 Suivi initial (CMD 05-M75.A)

Le personnel de la CCSN a effectué une étude de l'importance du risque associé à une indisponibilité de l'alimentation électrique de catégorie III et conclu que le système de défense avait

été affaibli de façon importante au cours de l'événement. En raison de cette étude, le personnel de la CCSN planifiait effectuer une inspection des systèmes d'alimentation électrique d'urgence et d'eau d'urgence qui sont requis pour atténuer les effets d'une perte des alimentations électriques de catégorie IV et III.

Le personnel de la CCSN a jugé que des mesures correctives satisfaisantes avaient été prises par OPG immédiatement après l'événement pour régler les trois problèmes qui avaient causé l'incident :

- des changements ont été apportés aux essais réguliers effectués avant, et pendant un arrêt prolongé d'une génératrice de secours à des fins d'entretien;
- sur tous les DG, les vannes qui avaient été ouvertes par mégarde ont été plus tard fermées et placées dans un état garanti; et
- les relais de la minuterie ont été remplacés.

Le personnel de la CCSN a étudié l'information préliminaire et rencontré le personnel d'OPG pour discuter des causes de cet événement. Le personnel de la CCSN surveillait étroitement l'exécution de toutes les actions correctives prévues par OPG, incluant :

- l'achèvement en temps opportun des améliorations prévues aux génératrices de secours;
- une assignation plus appropriée des priorités aux travaux d'entretien; et
- un approvisionnement en temps opportun et une qualité adéquate des pièces utilisées sur l'équipement de sûreté.

Le personnel de la CCSN planifiait effectuer en décembre une inspection de l'état de l'équipement à Pickering-B afin de faire enquête sur la question du niveau de qualité de l'équipement de sûreté.

#### D.5.2.3 Suivi additionnel

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection des systèmes électriques à Pickering-B en mars 2006.

### **D.5.3 Arrêt d'urgence de la tranche 8 et perte partielle de l'alimentation électrique de catégorie IV à Pickering-B**

#### D.5.3.1 Description initiale (transcription de la réunion de la *Commission* du 17 août 2005)

Le 6 août, un technicien a effectué un travail sur la mauvaise chaîne d'instrumentation du SAU#2 et ainsi occasionné un arrêt d'urgence de la tranche 8. Au cours du redémarrage qui a suivi, des défaillances des systèmes électriques ont occasionné une perte partielle de l'alimentation électrique de catégorie IV (hors site) et un autre arrêt d'urgence. OPG a remplacé un composant, remis la tranche en service, et initié une enquête sur la cause de la panne électrique.

### D.5.3.2 Suivi

OPG a établi que cet événement avait été causé par la défaillance d'un relais et on étudie le besoin d'apporter une modification à la conception.

## **D.5.4 Arrêt des tranches 5, 6 et 8 à Pickering-B**

### D.5.4.1 Description initiale (CMD 05-M53)

Les conditions de vent qui prévalaient le 19 août ont occasionné un afflux important d'algues à la station de pompage à Pickering-B qui a entraîné la mise à l'arrêt de trois des quatre tranches en service. L'encombrement des filtres a réduit le débit d'entrée d'eau de refroidissement aux condenseurs des turbines entraînant le déclenchement de celles-ci. Bien que le transitoire affectant plusieurs tranches et que la mise à l'arrêt de plusieurs tranches occasionnaient une très grande charge de travail pour le personnel d'exploitation, les tranches 5, 6 et 8 ont été mises en arrêt forcé de manière sûre et sans problèmes majeurs. Le 22 août, toutes les tranches fonctionnaient de nouveau à pleine puissance.

L'évaluation subséquente de l'événement a permis de déterminer que les trois tranches ont pu être mises à l'arrêt avant qu'une génératrice de secours ou qu'une pompe haute pression du système RUC ne soit démarrée. Par conséquent, pendant environ deux heures, aucune alimentation électrique n'aurait été disponible aux pompes haute pression du système RUC qui étaient nécessaires pour assurer le refroidissement en cas d'une PERCA et une perte de l'alimentation électrique hors site à la tranche toujours en service (tranche 7). Bien qu'il y avait un affaiblissement de la défense en profondeur, une PERCA en même temps qu'une perte de l'alimentation électrique hors site est très peu probable. Cependant, suite à la mise à l'arrêt de trois tranches à Pickering, la probabilité d'une perte de l'alimentation électrique hors site était plus grande qu'en temps normal. En plus de l'indisponibilité possible du RUC, OPG examinait quelques problèmes d'équipement et des améliorations possibles aux procédures afin d'atténuer les conséquences de tels événements.

### D.5.4.2 Suivi

OPG a entrepris d'effectuer un nombre d'améliorations afin d'optimiser les mesures prises par la centrale lors de tels événements.

## **D.5.5 Fuite d'eau lourde à l'extérieur de la tranche 5 à Pickering-B**

### D.5.5.1 Description initiale (CMD 06-M4.B)

Le 3 décembre, lors d'un essai régulier de vannes du RUC, OPG a découvert que de l'eau lourde avait fui de la conduite pressurisée servant aux essais sur la chaussée à l'extérieur du bâtiment du réacteur de la tranche 5. OPG estimait la quantité déversée à 460 kg. Quoiqu'une grande partie de l'eau était gelée, une petite quantité n'a pu être récupérée s'étant soit évaporée (environ 60 kg) ou écoulee dans le lac par les drains (environ 100 kg). Le personnel de la CCSN était satisfait des

mesures d'atténuation prises par OPG en réponse à la fuite, de même que l'échantillonnage et les contrôles radiologiques effectués qui ont démontré que les émissions à l'environnement étaient bien en deçà des limites réglementaires.

La rupture était due à la présence de glace qui s'était formée dans la conduite. Le gel de la conduite aurait dû être évité par un système de câbles chauffants qui était hors service à des fins d'entretien. Bien que la seule cause de la défaillance était la surpression due à la présence de glace, on a découvert, au cours des réparations, un amincissement de la paroi de la conduite dû à la corrosion de surface. Ceci a été attribué au fait que la conduite en acier au carbone est continuellement mouillée à cause de l'infiltration et la rétention d'humidité par le matériel isolant entourant la conduite. OPG a réparé la conduite et installé une nouvelle sorte d'isolant qui ne retient pas l'humidité et qui devrait réduire la corrosion si la gaine de la conduite ne parvenait pas à empêcher l'humidité d'atteindre l'isolant. Le personnel de la CCSN a jugé que les inspections additionnelles et les actions correctives planifiées et effectuées par OPG pour s'assurer que l'épaisseur de la paroi, l'isolation et la gaine des conduites susceptibles de subir une dégradation similaire étaient adéquates.

OPG a complété une étude de l'importance sur le plan de la sûreté de l'impact sur le système RUC de la rupture de la conduite pendant la période, estimée à 42 heures, avant l'isolation de la fuite. Bien que le refroidissement du combustible n'aurait pas été compromis lors d'une PERCA, la défaillance de la conduite aurait eu un impact sur la disponibilité du RUC à cause de la fonction de confinement pendant que le système du RUC fonctionne en mode de recirculation. Ceci est dû au fait que les conduites de recirculation du système RUC sont à l'extérieur du confinement et sont requises pour établir le confinement suite au transfert en mode recirculation. Le personnel de la CCSN examine l'évaluation qu'OPG a fait du risque associé à un bris de conduite, qui s'est avéré très faible. On a établi que le risque était très faible à cause de la faible probabilité d'une grosse PERCA et parce que le refroidissement du combustible n'aurait pas été compromis par la rupture au cours d'une PERCA.

#### D.5.5.2 Suivi

OPG a effectué des améliorations pour s'assurer de la disponibilité du système de câbles chauffants afin de prévenir la répétition de tels événements.

## **D.6 Rapports des faits saillants à GENTILLY-2**

### **D.6.1 Arrêt non planifié du réacteur à Gentilly-2 (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 2004. Selon Hydro-Québec, on avait 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 2004. Gentilly-2 a atteint sa pleine puissance deux jours plus tard.

#### D.6.1.1 Suivi

Suite à des discussions avec Hydro-Québec, le personnel de la CCSN a conclu que tous les problèmes avaient été réglés et le *point à régler* correspondant a été fermé le 9 juin.

### **D.6.2 Nettoyage des générateurs de vapeur**

#### D.6.2.1 Description initiale (CMD 05-M29)

Quatre incidents liés au nettoyage des *générateurs de vapeur* se sont produits à Gentilly-2 lors de l'arrêt planifié à des fins d'entretien qui a débuté le 15 avril :

- La bache alimentaire et le poste d'eau ont été contaminés par des produits chimiques (ammoniaque, morpholine et hydrazine) du 16 au 17 avril.
- Deux employés ont été incommodés par des vapeurs d'ammoniaque le 21 avril dans une salle du bâtiment des services et ont été conduits à l'hôpital.
- Le 21 avril, le bris d'un boyau installé à des fins de nettoyage a entraîné une fuite et une accumulation d'environ cinq centimètres d'eau contaminée sur le plancher du sous-sol du bâtiment turbine.
- Une fuite d'ammoniaque s'est produite lorsqu'une vanne a été ouverte le 26 avril dans le bâtiment turbine, près du collecteur principal de vapeur.

L'eau contaminée contenait également du cuivre à une concentration excédant la limite établie par le ministère de l'Environnement du Québec pour des rejets d'eau dans le fleuve Saint-Laurent. Par conséquent, l'eau contaminée a été retenue dans le poste d'eau jusqu'à ce qu'on trouve une méthode acceptable de s'en débarrasser. Hydro-Québec était en contact régulier avec le ministère de l'Environnement à ce sujet.

Par mesure de prudence, les deux employés impliqués dans le deuxième incident ont été amenés à l'hôpital. La Commission de santé et sécurité des travailleurs (CSST) n'a pas été informée parce qu'il n'y a eu ni blessure ni perte de temps de travail. L'examen médical effectué à l'hôpital a permis d'établir que la santé des travailleurs n'avait pas été affectée.

En ce qui a trait au troisième incident, l'eau contaminée se trouvant sur le plancher a été récupérée. Hydro-Québec a également évacué le bâtiment turbine et, avant d'en permettre l'accès à nouveau, a prélevé des échantillons d'air afin de confirmer que la concentration des produits chimiques était dans les limites acceptables.

Pour ce qui est du quatrième incident, suite à la fuite, Hydro-Québec a suspendu tous les travaux du côté secondaire. Un groupe spécial a été mis sur pied afin d'identifier et d'éliminer les causes de tels incidents.

En plus des actions immédiates prises en réponse aux incidents et le dépôt d'un rapport préliminaire à la CCSN, Hydro-Québec a entrepris une enquête afin d'identifier les causes fondamentales. Le personnel de la CCSN continue de faire le suivi de cette enquête par l'entremise de discussions avec le personnel d'Hydro-Québec, d'études des documents pertinents et de visites en chantier, le tout afin de s'assurer que la portée de celle-ci et la minutie qu'on y apporte sont adéquates.

#### D.6.2.2 Suivi

Des discussions se poursuivent sur la façon de se débarrasser de l'eau contaminée. Le personnel de la CCSN a visité la centrale pour faire un suivi sur l'enquête menée par le titulaire de permis et attend le rapport officiel sur l'*analyse des causes fondamentales* de ces incidents.

## **D.7 Rapports des faits saillants à POINT LEPREAU**

### **D.7.1 Arrêt forcé à Point Lepreau (CMD 05-M18B)**

Le 30 mars, une défaillance de la génératrice de secours no. 2 s'est produite lorsqu'elle fonctionnait pour tenir compte de l'entretien complet de la génératrice de secours no. 1 alors en cours. Ceci a entraîné l'indisponibilité des deux génératrices de secours et, par conséquent, un affaiblissement de la défense en profondeur de l'alimentation électrique de catégorie III.

La nature de la défaillance de la génératrice de secours no. 2 n'a pu être établie et les réparations n'ont pu être effectués dans les huit heures prescrites dans la ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale. Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (NB) s'est conformée à la condition de son permis d'exploitation et a entrepris un arrêt ordonné de la centrale le 31 mars.

Le problème de la génératrice de secours no. 2 a été subséquemment identifié au cours du quart suivant et on a remplacé le gouverneur mécanique défectueux. On a fait l'essai de la génératrice de secours no. 2 qui a été jugée disponible le 1<sup>er</sup> avril. La centrale a alors été remise en service.

### **D.7.2 Arrêt planifié à des fins d'entretien à Point Lepreau**

#### D.7.2.1 Description initiale (CMD 05-M29)

Le 15 avril, la centrale été mise à l'arrêt pour l'entretien planifié annuel. Les inspections des *tuyaux d'alimentation* ont révélé des indices de fissuration sur sept coudes de *tuyaux d'alimentation*. Tous les indices de fissuration se trouvaient sur des *tuyaux d'alimentation* de sortie de 2,5 pouces de diamètre avec des coudes à faible rayon (> 45 degrés). Énergie nucléaire NB planifiait de réparer ces *tuyaux d'alimentation* au cours de l'arrêt.

Le personnel de la CCSN avait fait le suivi de ce problème depuis que les premiers indices de fissuration ont été découverts le 17 avril 2005 et attendait plus de renseignements sur l'évaluation effectuée par Énergie nucléaire NB des résultats des inspections et ses plans futurs.

#### D.7.2.2 Suivi

Tous les tuyaux qui présentaient des indices de fissuration ont été remplacés au cours de l'arrêt. Énergie nucléaire NB a fait parvenir à la CCSN son évaluation des résultats des inspections de *tuyaux d'alimentation* effectuées en 2005 et ses plans futurs portant sur la gestion du cycle de vie. Le personnel de la CCSN a jugé que l'évaluation des résultats et les plans, qui incluent des inspections additionnelles, étaient satisfaisants. Il convient de noter qu'un essai de pressurisation effectué plus tard sur un des *tuyaux d'alimentation* enlevés a révélé une marge dépassant les exigences de conception applicables. De plus, lors d'un examen plus approfondi de ces *tuyaux d'alimentation*, plusieurs indices de fissuration qui semblaient réels au premier abord, se sont avérés faux plus tard.

Les inspections effectuées après avoir enlevé les tuyaux ont révélé qu'une fissure se trouvait sur la surface extérieure du tuyau tandis que les autres étaient sur la surface intérieure. Ces inspections ont aussi révélé que la paroi de certains de ces tuyaux était amincie ce qui pouvait réduire la vie utile des *tuyaux d'alimentation*. Énergie nucléaire NB a évalué l'aptitude fonctionnelle des *tuyaux d'alimentation* en tenant compte de l'amincissement des parois. Vu l'incertitude liée à la stabilité des fissures sur la surface extérieure des *tuyaux d'alimentation* les plus minces, le titulaire de permis a aussi remplacé les six *tuyaux d'alimentation* de sortie dont la paroi pouvait potentiellement être amincie de plus de 40% avant l'arrêt de 2006. (En janvier 2005, Point Lepreau avait ajouté des activités supplémentaires à son plan de gestion du cycle de vie des *tuyaux d'alimentation* pour tenir compte de nouvelles informations concernant la présence de fissures sur la surface extérieure des tuyaux et d'inquiétudes au sujet de *tuyaux d'alimentation* de sortie dont la paroi s'est amincie sous la limite prescrite par la CSA à laquelle ils doivent être remplacés, avec la possibilité de fissures sur la surface extérieure, à l'extrados des coudes à faible rayon.)

#### **D.7.3 Décision de remettre à neuf Point Lepreau (transcription de la réunion de la Commission du 17 août 2005)**

Le 29 juillet, le Premier ministre du Nouveau-Brunswick, M. Bernard Lord, a annoncé que le gouvernement provincial approuvait le projet d'Énergie nucléaire NB d'effectuer la remise à neuf de la centrale Point Lepreau. Énergie nucléaire NB a indiqué que les travaux détaillés de planification et d'ingénierie débuteraient à l'été. Certains travaux préliminaires d'importance ont déjà été achevés et il est planifié que l'entretien prévu débutera en 2008. Le personnel de la CCSN étudiait le projet et élaborait des plans d'activités de réglementation.

## ANNEXE E

# DOSSIERS GÉNÉRIQUES

Les questions de sûreté concernent 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 *Commission* canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a officiellement inscrit les questions de sûreté en suspens qui sont communes à plusieurs centrales et de nature complexe comme étant des « dossiers génériques » (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. 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.

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.

Ce qui suit décrit les progrès réalisés en 2005 pour chacun des DG.

### **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 primaire 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 des rejets appréciables d'hydrogène (à long terme). Aussi, dans certains scénarios de PERCA où le fonctionnement du système de refroidissement du cœur (RUC) ne peut être crédité, 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 dans les canaux de combustible où le débit est inférieur à 100 g/s, avec une pointe autour de 10 à 20 g/s.

À moins qu'une atténuation appropriée ne soit apportée, 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* 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 soit viable.

Le personnel de la CCSN a exprimé ses inquiétudes quant à la pertinence des mesures prises par les titulaires de permis pour régler cette question relative à l'enceinte de confinement. Le personnel de la CCSN finalise sa position concernant l'approche à suivre afin d'atteindre un niveau optimal de protection de l'enceinte de confinement en utilisant soit l'approche déterministe défaillance double adoptée par Hydro-Québec ou l'approche essentiellement probabiliste adoptée par les autres compagnies d'électricité. Les facteurs nécessitant une plus grande attention comprennent le besoin : (1) d'adopter pour les tranches remises à neuf une approche différente de celle utilisée pour les tranches approchant la fin de leur vie; (2) de traiter des accidents graves de manière cohérente; et (3) d'assurer une cohérence entre les modifications proposées et les fondements des permis des centrales actuelles.

Puisque le personnel de la CCSN a décidé de modifier son approche pour fermer ce DG, le rendement des titulaires de permis n'a pas été coté cette année.

### **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 et ceux d'autres systèmes qui sont crédités dans les analyses de la sûreté.

Ce DG est fermé pour les centrales d'Hydro-Québec (Gentilly-2), d'Ontario Power Generation (Pickering-A et Pickering-B, Darlington), et de Bruce Power (Bruce-A et Bruce-B). Le personnel de la CCSN attend qu'Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (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.

### **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 ont été réalisées et que les résultats ont été présentés à la CCSN, les titulaires de permis n'ont pas élaboré 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 œuvre 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; et
- mettre en œuvre 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 Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power en 2001 et 2002 respectivement. Hydro-Québec et Énergie nucléaire NB ont fourni des renseignements décrivant les processus de leur centrale et demandé la fermeture de ce DG. La fermeture de ce DG pour ces titulaires de permis est assujettie à leurs réponses à des questions soulevées par le personnel de la CCSN.

### **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 la 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 existait 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 montrait que le programme expérimental devait 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. L'expérience de cet essai a révélé que le temps requis pour effectuer l'analyse des données après l'essai est plus long que prévu et l'échéance pour fermer ce DG a été révisée à juin 2008. Le deuxième essai a été effectué en décembre 2005.

### **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 perte du système de refroidissement d'urgence du cœur (RUC), le système du modérateur a été crédité dans l'analyse comme une source froide. On fait l'hypothèse que le transfert de chaleur vers le modérateur s'effectuera 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 œuvre 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. Le personnel de la CCSN a examiné les mesures proposées par les titulaires de permis pour réduire le risque potentiel associé à cet événement hypothétique.

Énergie nucléaire NB a étudié la possibilité de remplacer les TC actuels par des TC sans joint (plus résistants) dans le cadre de la remise à neuf de la centrale. En février 2004, elle a soumis des documents décrivant le programme de qualification des TC et les spécifications pour la vérification des composants. Cependant, en septembre 2005, Énergie nucléaire NB a informé le personnel de la CCSN qu'il n'était pas possible d'homologuer les TC sans joints à temps pour la remise à neuf de la centrale. Énergie nucléaire NB étudie actuellement d'autres solutions possibles pour régler ce DG. L'évaluation de cette question par le personnel de la CCSN se poursuit donc.

#### **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 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 œuvre 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 œuvre 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 pris des dispositions en réponse aux recommandations qui ont été faites et 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.

### **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). Un essai 3-D a été complété 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 aux résultats de l'essai intégral en 3-D.

Une équipe du secteur nucléaire composée de représentants de toutes les compagnies canadiennes d'électricité s'est réuni régulièrement avec le personnel de la CCSN pour présenter et discuter des différents modèles de programmes informatiques et leurs prévisions en comparaison aux données expérimentales. En décembre 2004, l'équipe du secteur nucléaire a soumis l'ébauche d'un rapport sommaire, incluant des références et une description de tout le travail accompli relatif à ce DG, et demandé la fermeture de ce *point à régler*. En 2005, des travaux additionnels se rapportant à des questions connexes ont été complétés, et les versions finales de tous les rapports ont été distribuées. Le personnel de la CCSN planifie compléter l'examen de ces rapports et rendre sa décision concernant la fermeture de ce DG en 2006.

### **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 avait été fermé précédemment pour toutes les centrales sauf Bruce-A.

En 2005, conformément à la demande du personnel de la CCSN, Bruce Power a présenté une analyse additionnelle et demandé la fermeture de ce DG. Dans sa présentation, Bruce Power recommandait de diminuer le temps avant le déclenchement automatique des pompes à dix minutes.

Le personnel de la CCSN a accepté la position avancée par Bruce Power selon laquelle l'action recommandée allait assurer l'intégrité des conduites lorsque exposées aux conditions les plus rigoureuses occasionnées lors du fonctionnement des pompes du CCP lorsque la circulation est en deux phases. Le personnel de la CCSN a vérifié que la diminution du temps avant le déclenchement automatique des pompes n'allait pas compromettre le refroidissement du combustible. Dans ces conditions, le personnel de la CCSN a fermé le DG.

### **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 étaient 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 validés par l'entremise d'évaluations et d'audits des programmes pertinents des titulaires de permis effectués par le personnel de la CCSN, sont considérés suffisants pour justifier la fermeture de ce DG. Il a été fermé pour Bruce Power, OPG et, plus récemment, pour Énergie nucléaire NB en juin 2005. Un audit connexe effectué à Hydro-Québec en février 2005 a donné des résultats satisfaisants et la fermeture de ce DG pour ce titulaire de permis est prévue au cours du premier trimestre de 2006.

**DG 99G01 - Assurance de la qualité des analyses de sûreté**

La CCSN s'attend à ce que la conduite des opérations par les titulaires de permis de centrales nucléaires soit effectuée conformément à un programme d'assurance de la qualité (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'assurance de la qualité 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. L'ouverture de ce DG en 1999 découlait de 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.

L'industrie a réagi 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 sont satisfaisants, mais la fermeture de ce DG dépend de la compatibilité entre les procédures nouvellement établies et le programme global d'AQ qu'Énergie nucléaire NB est à élaborer. Les résultats d'un audit d'OPG sont aussi 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. Un audit pertinent d'Hydro-Québec a eu lieu en février 2005 et les résultats sont satisfaisants.

Conditionnellement à des résultats satisfaisants lors de ses évaluations et audits pertinents, le personnel de la CCSN planifie fermer ce DG pour tous les titulaires de permis, au cours de l'année fiscale 2005-2006. L'aspect compatibilité avec les programmes globaux d'AQ sera toutefois aborder séparément.

**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.

Le rapport d'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 pour 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. Le personnel de la CCSN examine actuellement l'information soumise par Bruce Power et OPG. Les travaux d'Énergie nucléaire NB et d'Hydro-Québec accusent un retard. En 2005, Énergie nucléaire NB a présenté un plan de travail révisé.

### **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'Énergie atomique du Canada limitée (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:

- effectuer une analyse à l'échelle et documenter la justification d'effectuer des simulations à l'échelle d'une GPERCA en se servant de l'installation RD-14M, et démontrer la pertinence, dans le cas d'un vrai réacteur, des mesures des conditions de vide dans les canaux prises lors de ces expériences;
- fournir des estimations de l'incertitude de la fraction de vide des canaux, prévue par le système de programmes informatiques simulant les conditions thermohydrauliques, pendant la phase où des vides se produisent plus rapidement suite à une GPERCA (les estimations devraient tenir compte des résultats des simulations et des données expérimentales sur les variations des conditions de vide obtenues lors des simulations d'une GPERCA effectuées à l'aide de l'installation RD-M14);
- confirmer que ce système de programmes informatiques, lorsque 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); et
- effectuer des calculs de sensibilité pour vérifier l'effet de l'incertitude associée aux 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 stages de dépressurisation suite à une GPERCA.

Les titulaires de permis ont donné suite à la demande du personnel de la CCSN en fournissant un plan pour répondre aux points qui précèdent. Une réunion a eu lieu le 13 juillet 2005 afin de discuter des activités en cours se rapportant à ce DG et de faire le point sur les progrès réalisés. Des discussions vont se poursuivre entre le personnel de la CCSN et de l'industrie afin de régler les questions en suspens.

### **DG 01G01 - Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible**

Ce DG a été ouvert à la suite de la fermeture du DG 95G03. Il 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 accidents de référence 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 satisfaisants ont été réalisés jusqu'à maintenant. 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. Des progrès importants ont été réalisés en 2005 lorsque des travaux servant à valider la version WIMS-SORO en comparaison à des mesures de flux dans un réacteur CANDU 6 ont été achevés. Le personnel de la CCSN surveille de près les progrès réalisés dans le cadre de ce DG.