



Ministère des Finances

Comptes publics de l'Ontario

**États financiers des
sociétés de la Couronne,
conseils, commissions**

Enterprises publiques

2003-2004

VOLUME **2**
a

TABLE DES MATIÈRES

Page

Généralités

Guide d'interprétation des comptes publics	v
Divulgence des traitements dans le secteur public	vii

ÉTATS FINANCIERS

VOLUME 2a

Section 1 - Entreprises publiques

Agence de foresterie du parc Algonquin	31 mars 2004	1-1
Agence ontarienne des eaux	31 décembre 2003	1-11
Commission de transport Ontario Northland	31 décembre 2003	1-27
Commission des parcs du Niagara	31 octobre 2003	1-51
Hydro One Inc.	31 décembre 2003	1-63
Ontario Power Generation Inc.	31 décembre 2003	1-119
Régie des alcools de l'Ontario	31 mars 2004	1-229
Société des loteries et des jeux de l'Ontario	31 mars 2004	1-241

VOLUME 2b

Section 2 - Organismes de services du gouvernement

Action Cancer Ontario	31 mars 2004	2-1
Agence des systèmes intelligents pour la santé	31 mars 2004	2-23
Agricorp	31 mars 2004	2-37
Aide juridique Ontario	31 mars 2004	2-53
Le Centre Centennial des sciences et de la technologie	31 mars 2004	2-73
Commission de l'énergie de l'Ontario	31 mars 2004	2-75
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario	31 mars 2004	2-85
La Fondation Trillium de l'Ontario	31 mars 2004	2-101
Musée royal de l'Ontario	30 juin 2003	2-115
Office de la télécommunication éducative de l'Ontario (TV Ontario) ..	31 mars 2004	2-127
Office ontarien de financement	31 mars 2004	2-141
Office de la qualité et de la responsabilité en éducation	31 mars 2004	2-153
Office ontarien de financement de l'infrastructure économique des municipalités	31 mars 2004	2-161
Ontario Immigrant Investor Corporation	31 mars 2004	2-171
Palais de congrès du Toronto métropolitain	31 mars 2004	2-179
Régie des transports en commun du grand Toronto	31 mars 2004	2-193
Régie des transports en commun de la région de Toronto	31 mars 2004	2-207
Société de gestion du Fonds du Patrimoine du Nord de l'Ontario	31 mars 2004	2-213
Société de logement de l'Ontario	31 décembre 2003	2-215
Société d'exploitation de la Place Ontario	31 décembre 2003	2-225
Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	31 mars 2004	2-237
Société immobilière de l'Ontario	31 mars 2004	2-251
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité	31 décembre 2003	2-267

Section 3 - Fiducies et autres états financiers

Caisse de retraite des juges provinciaux	31 mars 2004	3-1
Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail	31 décembre 2003	3-7
Commission du Régime de retraite de l'Ontario	31 décembre 2003	3-23
Fonds de garantie des prestations de retraite	31 mars 2004	3-41
Fonds d'indemnisation des victimes d'accidents de véhicules automobiles	31 mars 2004	3-51
Société ontarienne d'assurance-dépôts	31 décembre 2003	3-65
Tuteur et curateur public de l'Ontario	31 mars 2004	3-73
Pertes radiées des comptes	31 mars 2004	3-75
Remises de recettes	31 mars 2004	3-77

**RESPONSABILITÉ MINISTÉRIELLE POUR
LES SOCIÉTÉS DE LA COURONNE, LES CONSEILS ET LES COMMISSIONS**

Ministre des Affaires municipales et du Logement
Société de logement de l'Ontario

Ministre de l'Agriculture et Alimentation
Agricorp

Ministre de la Culture
Centre des sciences de l'Ontario
La Fondation Trillium de l'Ontario
Musée royal de l'Ontario

Ministre du Développement du Nord et des Mines
Commission de transport Ontario Northland
Société de gestion du Fonds du Patrimoine du Nord de l'Ontario

Ministre du Développement économique et du Commerce
Ontario Immigrant Investor Corporation
Régie des alcools de l'Ontario
Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Ministre de l'Éducation
Office de la qualité et de la responsabilité en éducation

Ministre de l'Énergie
Commission de l'énergie de l'Ontario
Hydro One Inc.
Ontario Power Generation Inc.
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité

Ministre de l'Environnement
Agence ontarienne des eaux

Ministre des Finances
Caisse de retraite juges provinciaux
Commission des valeurs mobilières de l'Ontario
Fonds de garantie des prestations de retraite
Fonds d'indemnisation des véhicules automobiles
Office ontarien de financement
Office ontarien de financement de l'infrastructure économique des municipalités
Pertes radiées de comptes
Remises de recettes
Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
Société ontarienne d'assurance-dépôts

Ministre de Formation, Collèges and Universités
Office de la télécommunication éducative de l'Ontario (TV Ontario)

Ministre du Procureur général
Aide juridique Ontario
Tuteur et curateur public de l'Ontario

Ministre des Richesses naturelles
Agence de foresterie du parc Algonquin

Ministre de la Santé et Soins de longue durée
Action Cancer Ontario
Agence des systèmes intelligents pour la santé

Président du Conseil de gestion du gouvernement (Secrétariat du Conseil de gestion)
Commission du Régime de retraite de l'Ontario
Société immobilière de l'Ontario

Ministre des Tourisme et Loisirs
Commission des parcs du Niagara
Palais de congrès du Toronto métropolitain
Société d'exploitation de la Place Ontario

Ministre des Transports
Régie des transports en commun du grand Toronto
Régie des transports en commun de la région de Toronto

Ministre du Travail
Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail

GUIDE D'INTERPRÉTATION DES COMPTES PUBLICS

1. PRÉSENTATION DES COMPTES PUBLICS

Les *Comptes publics* de la province de l'Ontario pour 2003-2004 comprennent le **Rapport annuel et États financiers** et sont présentés en trois volumes :

Le **volume 1** contient les annexes pertinentes au Trésor et les états des ministères. Les activités financières des différents ministères gouvernementaux sont inscrites au Trésor selon la méthode de comptabilité de caisse modifiée.

Le **volume 2** contient les états financiers des principaux conseils, commissions et sociétés de la Couronne du gouvernement provincial qui font partie de l'entité comptable, ainsi que certains autres états financiers.

Le **volume 3** contient le détail des dépenses ainsi que la divulgation des traitements dans le secteur public de l'Ontario.

2. GUIDE D'INTERPRÉTATION DU VOLUME 2 DES COMPTES PUBLICS

Les états financiers des sociétés de la Couronne, des conseils et des commissions qui ont été retenues, ont été établis pour des périodes se terminant dans les limites de l'exercice financier de la province allant du 1^{er} avril 2003 au 31 mars 2004. Ces états financiers sont publiés ici de manière aussi détaillée et, autant que possible, suivant la même présentation que les états financiers approuvés après vérification. On trouvera la liste de ces états financiers dans la table des matières. On trouvera de plus, dans ce volume, une liste des sociétés de la Couronne, des conseils et des commissions par domaine de responsabilité ministérielle.

DIVULGATION DES TRAITEMENTS DANS LE SECTEUR PUBLIC

La *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* exige que les organisations qui reçoivent des fonds publics divulguent annuellement les noms, postes, traitements et avantages imposables des employés qui touchent 100 000 \$ ou plus par année. Une des exigences est d'inclure cette information avec leur rapport annuel et leurs états financiers.

Les employés des prochaines entreprises, organismes de services, fiducies et les employés des ministères sont inscrits sur la liste de paye du gouvernement de l'Ontario ainsi, tous les employés payés 100 000 \$ ou plus en 2003 sont inscrits sur la liste du SPO du volume 3 des *Comptes publics* :

Caisse de retraite des juges provinciaux
Fonds de garantie des prestations de retraite
Fonds d'indemnisation des victimes d'accidents de véhicules automobiles
Régie des transport en commun du grand Toronto
Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
Société de gestion du Fonds du patrimoine du Nord de l'Ontario
Société de logement de l'Ontario
Tuteur et curateur public de la province de l'Ontario

Pour les entreprises, organismes de services et fiducies qui emploient des employés payés 100 000 \$ ou plus, en 2003, la liste requise par la Loi est incluse dans ce volume avec leurs états financiers.

Entreprises publiques

Agence de foresterie du parc Algonquin

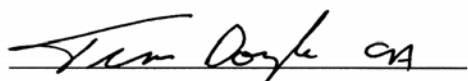
Responsabilité de la direction pour les états financiers

La responsabilité des états financiers et de toute autre information présentés dans ce rapport annuel est celle de la direction et du conseil d'administration de l'Agence de foresterie du parc Algonquin. Les états financiers ont été élaborés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et, lorsque la situation le requiert, comprennent des montants qui sont basés sur les meilleures estimations et les meilleurs jugements de la direction.

L'Agence de foresterie du parc Algonquin est vouée à probité irréprochable quant à ses activités commerciales. Pour préserver son actif, l'Agence a mis en place et maintient une série dynamique et sûre de procédures et de contrôles financiers internes qui lui permet d'équilibrer les coûts et les bénéfices. La direction a également établi des contrôles financiers et gestionnaires, des systèmes informatisés et des conventions de gestion de manière à fournir un degré raisonnable d'exactitude des états financiers selon les exigences de la Loi sur l'Agence de foresterie du parc Algonquin.

Le conseil d'administration assure que la gestion assume ses responsabilités en ce qui concerne les états financiers et le contrôles interne. Le conseil d'administration se réunit régulièrement pour surveiller les activités financières de l'Agence. Au moins une fois par an, il revoit les états financiers ainsi que le rapport du vérificateur externe et les recommande au ministre des Richesses naturelles pour son approbation.

Les états financiers ont été évalués par le vérificateur provincial. Il incombe à ce dernier de déterminer si les états financiers sont fidèlement présentés selon les principes comptables généralement reconnus. Le rapport du vérificateur indique l'envergure de son évaluation et de son opinion.



Tim Doyle
Trésorier



Carl Corbett FPA
Directeur général

Office of the
Provincial Auditor
of Ontario



Bureau du
vérificateur provincial
de l'Ontario

Box 105, 15th Floor, 20 Dundas Street West, Toronto, Ontario M5G 2C2
B.P. 105, 15e étage, 20, rue Dundas ouest, Toronto (Ontario) M5G 2C2
(416) 327-2381 Fax: (416) 327-9862

Rapport du vérificateur

Aux membres du conseil d'administration de l'Agence de foresterie du parc Algonquin
et au ministre des Richesses naturelles

J'ai vérifié le bilan de la situation financière de l'Agence de foresterie du parc Algonquin au 31 mars 2004 et les états des résultats des activités forestières, des changements des fonds actifs et de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Agence. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Agence au 31 mars 2004 ainsi que les résultats de ses activités forestières pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

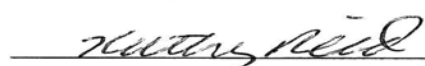
Toronto (Ontario)
Le 4 juin 2004

Gary R. Peall, CA
Le vérificateur provincial adjoint par intérim

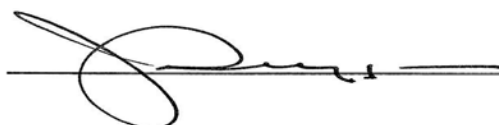
Bilan de la situation financière
au 31 mars

	2004 (\$)	2003 (\$)
Actif		
Actif à court terme		
Encaisse et équivalents d'encaisse	1 821 859	1 172 091
Investissements temporaires	1 852 319	1 802 453
Compte débiteurs	4 706 996	4 688 724
Stocks	387 788	716 559
Frais pays d'avance	<u>5 580</u>	<u>12 261</u>
	<u>8 774 542</u>	<u>8 392 088</u>
Biens immobilisés (Note 4)	<u>1 385 230</u>	<u>1 733 972</u>
	<u>10 159 772</u>	<u>10 126 060</u>
Passif		
Passif à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	1 227 979	755 350
Retenues de garantie des entrepreneurs	74 588	81 624
Fonds de revenu consolidé	<u>481 748</u>	<u>596 343</u>
	<u>1 784 315</u>	<u>1 433 317</u>
Contributions reportées (Note 5)	68 769	24 319
Contributions reportées relatives aux activités de reboisement forestier (Note 6)	53 349	366 665
Obligation restatations futures des employés (Note 7)	<u>365 678</u>	<u>341 712</u>
	<u>487 796</u>	<u>732 696</u>
Actif net		
Investissements de biens immobilisés	1 385 230	1 733 972
Avec restrictions - Fonds de reboisement forestier (Note 3)	2 484 870	2 400 480
Sans restrictions - Fonds général AFPA	<u>4 017 561</u>	<u>3 825 595</u>
	<u>7 887 661</u>	<u>7 960 047</u>
	<u>10 159 772</u>	<u>10 126 060</u>

Au nom du conseil d'administration



Administrateur



Administrateur

État des résultats des activités forestières
pour l'exercice terminé le 31 mars

	Fonds général AFPA (\$)	Fonds de reboisement forestier (\$)	Total 2004 (\$)	Total 2003 (\$)
Recettes				
Vente de produits	25 344 839	—	25 344 839	24 975 415
Reboisement forestier	—	1 366 773	1 366 773	1 466 102
Vente de bois sur pied	410 299	---	410 299	438 403
Autres	<u>438 104</u>	<u>54 988</u>	<u>493 092</u>	<u>734 271</u>
	<u>26 193 242</u>	<u>1 421 761</u>	<u>27 615 003</u>	<u>27 614 191</u>
Dépenses	20 285 403	1 022 576	21 307 979	20 871 064
Coûts directs de programmes				
Droits de coupe du bois	3 650 173	—	3 650 173	3 828 437
de la Couronne	334 066	—	334 066	544 326
Entretien routier d'accès public				
Planification des	150 683	—	150 683	84 848
activités forestières	<u>126 276</u>	<u>—</u>	<u>126 276</u>	<u>119 075</u>
Mesurage du bois	<u>24 546 601</u>	<u>1 022 576</u>	<u>25 569 177</u>	<u>25 447 750</u>
	<u>1 646 641</u>	<u>399 185</u>	<u>2 045 826</u>	<u>2 166 441</u>
Recettes des activités forestières				
Frais administratifs et autres	1 045 425	285 879	1 331 304	1 252 956
Salaires et prestations	491 122	29 402	520 524	534 527
Dépréciation et amortissement	94 125	---	94 125	117 006
Frais de bureau	28 103	16 315	44 418	49 303
Loyer				
Frais de déplacement et	36 832	2 992	39 824	35 255
de formation du personnel	29 603	---	29 603	45 547
Relations publiques	16 185	9 609	25 794	22 816
Assurances				
Indemnités et frais des	24 594	---	24 594	28 008
administrateurs	<u>8 026</u>	<u>—</u>	<u>8 026</u>	<u>19 793</u>
Expert-conseil, avocats et divers	<u>1 774 015</u>	<u>344 197</u>	<u>2 118 212</u>	<u>2 105 211</u>
	<u>(127 374)</u>	<u>54 988</u>	<u>(72 386)</u>	<u>61 230</u>
Revenue (perte) nette pour l'année				

États des changements des fonds actifs
pour l'exercice terminé le 31 mars

				2004(\$)	2003(\$)
	Investissements de biens immobilisés(\$)	Avec restrictions - Fonds de reboisement forestier(\$)	Sans restrictions - Fonds général AFPA(\$)	Total	Total
Solde au début de l'exercice	1 733 972	2 400 480	3 825 595	7 960 047	7 898 817
Revenue nette (perte) pour l'année	---	54 988	(127 374)	(72 386)	61 230
Dépréciation et amortissement	(520 524)	29 402	491 122	---	---
Investissements de biens immobilisés	<u>171 782</u>	<u>---</u>	<u>(171 782)</u>	<u>---</u>	<u>---</u>
Solde à la fin de l'exercice	<u>1 385 230</u>	<u>2 484 870</u>	<u>4 017 561</u>	<u>7 887 661</u>	<u>7 960 047</u>

État de l'évolution de la situation financière
pour l'exercice terminé le 31 mars

	2004 (\$)	2003 (\$)
Encaisse et équivalents d'encaisse provenant de (s'appliquant à)		
Encaissement		
Revenue nette (perte) pour l'année:		
Fonds général AFPA	(127 374)	2 155
Fonds de reboisement forestier	54 988	59 075
Plus (moins): postes hors caisse		
Dépréciation et amortissement	520 524	534 527
Profits sur les ventes de biens immobilisés	(15 319)	(20 374)
	<u>432 819</u>	<u>575 383</u>
Changements des fonds de roulement des postes hors caisse	<u>668 178</u>	<u>(650 152)</u>
	<u>1 100 997</u>	<u>(74 769)</u>
Financement		
Contributions reportées	(268 866)	(571 429)
Engagement avantages sociaux futurs des emplois	<u>23 966</u>	<u>31 760</u>
	<u>(244 900)</u>	<u>(539 669)</u>
Investissements		
Acquisition des investissements temporaires	(49 866)	(1 802 453)
Acquisition de biens immobilisés	(175 544)	(662 480)
Products de la vente de biens immobilisés	<u>19 081</u>	<u>20 374</u>
	<u>(206 329)</u>	<u>(2 444 559)</u>
Augmentation (réduction) de l'encaisse et équivalents d'encaisse	649 768	(3 058 997)
Encaisse et équivalents d'encaisse au début de l'exercice	<u>1 172 091</u>	<u>4 231 088</u>
Encaisse et équivalents d'encaisse à la fin de l'exercice	<u><u>1 821 859</u></u>	<u><u>1 172 091</u></u>

Notes afférentes aux états financiers

au 31 mars 2004

1. But de l'organisme

L'Agence de foresterie du parc Algonquin (AFPA) est responsable de la gestion forestière du parc Algonquin. Le gouvernement de l'Ontario a créé cette agence de la Couronne le 4 janvier 1975 selon la Loi sur l'Agence de foresterie du parc Algonquin de 1974. Conformément à la Loi sur les impôts, l'AFPA est exonérée d'impôts.

2. Principales conventions

Méthode de comptabilité

Les états financiers de l'AFPA sont préparés selon les principes comptables établis par les Comptables agréés du Canada et généralement reconnus.

Comptabilité par fonds

Le fonds général AFPA rend compte des activités administratives et génératrices de bénéfice de l'Agence de foresterie du parc Algonquin. Le fonds de reboisement forestier, lui, rend compte des activités de gestion forestière y compris celles des travaux sylvicoles.

Relevé des recettes

Les contributions pour le financement de reboisement forestier sont calculées comme des contributions reportées. Les contributions avec restrictions sont imputées comme recettes au cours de l'exercice durant lequel les dépenses connexes sont encourues.

Les recettes provenant de la vente du bois sur pied et des produits forestiers ainsi que les redevances de reboisement forestier sont identifiées lors de la livraison du bois.

Investissements temporaires

Les investissements temporaires comprennent les bons du Trésor à court terme. Ils ont été répertoriés d'après leur valeur d'achat ou leur valeur marchande selon celle qui est la moindre. La juste valeur des investissements temporaires de l'Agence est estimée afin de déterminer leur valeur comptable approximative en raison de leur échéance à court terme.

Stocks

Les stocks sont évalués selon la méthode du premier sorti, soit au coût, soit à la valeur réalisable nette, si celle-ci est inférieure.

Biens immobilisés

Les biens immobilisés sont indiqués au prix coûtant. La dépréciation est calculée selon la méthode d'amortissement linéaire, et représente généralement un taux de 10 p. 100 par an pour le mobilier, les appareils, l'équipement technique, les édifices et pour l'amélioration locative; 20 p. 100 par an pour l'équipement informatique et 25 p. 100 (2003 - 33,33 p. 100) par an pour les véhicules. Le coût de construction est amorti sur le nombre prévu de saisons d'activités forestières pendant lesquelles les ponts et des chemin d'accès seront utilisés, jusqu'à concurrence d'une période d'amortissement de 10 ans. La dépréciation et l'amortissement des biens immobilisés se rapportant aux activités de reboisement forestier sont calculés aux mêmes taux que ceux mentionnés ci-dessus.

Notes afférentes aux états financiers

au 31 mars 2004

Encaisse et équivalents d'encaisse

La catégorie encaisse et équivalents d'encaisse inclut liquidités, soldes bancaires et dépôts à court terme avec dates d'échéances originales de trois mois ou moins.

Utilization des estimations

Pour établir les états financiers de l'Agence, la direction est obligée de donner des estimations et de faire des suppositions qui influent sur les montants de l'actif et du passif à la date de l'établissement des états financiers ainsi que sur les montants des recettes et des dépenses établis pendant l'exercice. Il se peut que les chiffres réels puissent être différents de ces estimations.

3. Fonds de reboisement forestier

Depuis le 1 avril 1997, l'Agence et le ministère des Richesses naturelles sont parvenus à une entente qui accorde à l'Agence la responsabilité de la gestion forestière, y compris les travaux sylvicoles, pour les 20 prochaines années. Pour les rembourser, ces activités sont financées par les droits de coupe conformément à la Loi sur la durabilité des forêts de la Couronne ainsi que par des subventions du Fonds de réserve forestier.

Selon cette entente, un montant de 1 500 000\$ de l'actif des fonds sans restrictions a été viré au fonds de reboisement forestier pendant l'année 1998. Ce montant constitue le minimum que l'Agence doit maintenir dans le fonds de reboisement forestier.

4. Biens immobilisés

			2004(\$)	2003(\$)
	Coût(\$)	Dépréciation cumulée(\$)	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Mobilier et appareils	83 391	59 959	23 432	22 826
Équipement informatique	181 502	129 293	52 209	61 440
Édifices	262 190	112 135	150 055	186 797
Équipement technique	192 282	180 896	11 386	5 596
Véhicules	296 392	198 056	98 336	96 968
Les ponts et les chemins d'accès	5 223 349	4 266 801	956 548	1 310 319
Améliorations locatives	40 459	37 956	2 503	3 888
Reboisement forestier	469 307	378 546	90 761	46 138
	<u>6 748 872</u>	<u>5 363 642</u>	<u>1 385 230</u>	<u>1 733 972</u>

Notes afférentes aux états financiers
au 31 mars 2004

5. Contributions reportées

Les contributions reportées représentent le financement externe avec restrictions non dépensé qui a été reçu du ministère des Richesses naturelles au cours de l'exercice pour les dépenses futures de l'entretien routier d'accès public. Les changements du bilan des contributions reportées sont comme suit:

	<u>2004(\$)</u>	<u>2003(\$)</u>
Solde au début de l'exercice	24 319	158 646
Plus: financement reçu	380 000	410 000
Moins: montant dépensée sur l'entretien routier et les coûts reliés par année	<u>(335 550)</u>	<u>(544 327)</u>
Solde à la fin de l'exercice	<u>68 769</u>	<u>24 319</u>

6. Contributions reportées relatives aux activités de reboisement forestier

Les contributions reportées de reboisement forestier représentent le financement externe avec restrictions imposées par le ministère des Richesses naturelles et qui n'a pas été dépensé. Il comprend les droits de reboisement forestier qui ont été imputés aux clients ainsi que les subventions du Fonds de réserve forestier reçus au cours de l'exercice et qui sont destinés aux dépenses futures. Les changements du bilan des contributions reportées comme suit:

	<u>2004(\$)</u>	<u>2003(\$)</u>
Solde au début de l'exercice	366 665	803 767
Plus: financement reçu	1 053 457	1 029 000
Moins: montant dépensée sur l'activité de reboisement forestier par année	<u>(1 366 773)</u>	<u>(1 466 102)</u>
Solde à la fin de l'exercice	<u>53 349</u>	<u>366 665</u>

7. Prestations futures des employés

L'Agence contribue à un régime de retraite pour ses employés permanents en participant à la Caisse de retraite des fonctionnaires de la province de l'Ontario (CRF), régime à prestations déterminées interentreprises qui leur assure des prestations de retraite. Ce régime est reporté en tant que régime à cotisations déterminées car l'absence de données suffisantes ne permet pas de les présenter selon les principes comptables du régime à prestations déterminées. Au cours de l'exercice, la contribution de l'Agence s'est élevée à 87 191\$

(2003 - 50 566\$). Cette contribution est calculée dans le poste se rapportant aux salaires ainsi qu'aux prestations de l'État des résultats des activités forestières.

Notes afférentes aux états financiersau 31 mars 2004

L'Agence assure également une indemnité de licenciement aux employés qui auront rempli les conditions requises. Tous les employés permanents ont droit à une indemnité de cessation d'emploi égale à une semaine de salaire par an d'emploi continu à l'Agence jusqu'à un maximum de la moitié du salaire annuel de l'employé. À la fin de l'exercice, l'obligation totale des indemnités de cessation d'emploi assignées est de 365 678\$ (2003 - 341 712\$).

Le coût des autres prestations non liées à la retraite ou à la post-retraite est assumé par le Secrétariat du Conseil de gestion de l'Ontario. Par conséquent, ce coût n'est pas cumulé et ne figure pas dans l'État des résultats des activités forestières.

8. Rémunération des administrateurs

La rémunération totale des membres du conseil d'administration de l'Agence s'est élevée à 6 890 \$ pendant l'exercice financier (2003 - 7 470\$).

9. Divulcation des salaires du secteur public

La rémunération payée à Carl Corbett, directeur général, pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2003 a été de 107 246 \$.



Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière

La responsabilité des états financiers et de tous les autres renseignements présentés dans ce rapport annuel relève de la direction et du conseil d'administration. Les états financiers ont été préparés par la direction en conformité avec les principes comptables généralement reconnus, et y figurent, le cas échéant, des sommes dont la direction a fait l'estimation selon ses meilleurs jugements et estimations.

L'Agence ontarienne des eaux respecte les normes d'intégrité les plus rigoureuses dans ses activités. Pour protéger son actif, l'Agence emploie des méthodes sûres de contrôle financier interne et des procédés qui permettent d'équilibrer les coûts et les avantages. La direction a établi et maintient un système de contrôle financier et de gestion, un système d'information et des pratiques de gestion qui donnent une assurance raisonnable de la fiabilité de l'information financière, en conformité avec ses règlements administratifs. Des vérifications internes ont été menées pour évaluer les systèmes et les pratiques de gestion, et les rapports qui en sont issus ont été remis au comité de la haute direction.

Le conseil d'administration doit s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et des contrôles internes. Il se réunit tous les trois mois pour surveiller les activités financières de l'Agence et au moins une fois par année pour examiner les états financiers et le rapport du vérificateur externe, et les recommander à l'approbation du ministre de l'Environnement.

Les états financiers ont été examinés par le vérificateur provincial. Le vérificateur provincial doit exprimer son opinion sur les états financiers et indiquer s'ils ont été préparés convenablement, en conformité avec les principes comptables généralement reconnus. Le rapport du vérificateur indique l'étendue de sa vérification et de son opinion.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Carl Griffith'.

Carl Griffith
Président et
chef de la direction

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Brenda Baker'.

Brenda Baker
Vice-présidente
Finances et administration



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

Rapport du vérificateur

À l'Agence ontarienne des eaux,
au ministre de l'Environnement
et au ministre des Finances

J'ai vérifié le bilan de l'Agence ontarienne des eaux au 31 décembre 2003 et l'état des résultats d'exploitation et des bénéfices non répartis, de même que l'évolution de la situation financière pour l'exercice qui a pris fin à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Agence. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me basant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée en conformité avec les normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et effectuée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle, par sondages, des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Agence au 31 décembre 2003, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice 2003, en conformité avec les principes comptables généralement reconnus.

Jim McCarter, c.a.
Vérificateur provincial adjoint

Toronto (Ontario)
Le 12 mars 2004



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

Bilan — Actif

Au 31 décembre 2003

(en milliers de dollars)

	2003	2002
Actif à court terme		
Encaisse et quasi-espèces	9 419 \$	131 831 \$
Débiteurs nets		
Municipalités et autres clients	25 780	23 559
Ministère de l'Environnement	291	2 500
Taxe sur les produits et services à recevoir	1 013	1 094
Charges payées d'avance	855	497
Tranche des investissements à recevoir échéant à court terme :		
Installations d'eau et d'égout (note 3)	3 080	1 632
Installations en chantier (note 4)	4 374	2 252
	44 812	163 365
Actif à long terme		
Investissements à recevoir pour les installations d'eau et d'égout (note 3)	38 300	43 832
Investissements à recevoir pour les installations en chantier (note 4)	5 607	1 771
Créances de prêt – Prêts complémentaires (note 5)	352	552
Créances de prêt — OOFIEM (note 6)	120 000	-
Avances sur l'aide provinciale (note 7)	451	2 129
Immobilisations nettes (note 8)	6 973	9 043
	171 683	57 327
Total de l'actif	216 495 \$	220 692 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers



Bilan — Passif et capitaux propres

Au 31 décembre 2003
(en milliers de dollars)

	2003	2002
Passif à court terme		
Créiteurs et charges à payer	17 692 \$	17 751 \$
Tranche du passif à long terme échéant à moins d'un an (note 11)	1 000	1 000
Produit comptabilisé d'avance	-	35
	18 692	18 786
Passif à long terme		
Contributions municipales à payer (notes 10 et 17)	1 425	1 433
Prestations futures des employés (note 11)	6 754	6 404
	8 179	7 837
Capitaux propres de l'Ontario		
Surplus d'apport (note 13)	97 951	100 330
Bénéfices non répartis	91 673	93 739
	189 624	194 069
Éventualités (note 14)		
Total du passif et des capitaux propres	216 495 \$	220 692 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers

Au nom du conseil d'administration

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Carl Griffith'.

Carl Griffith
Administrateur

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Virginia West'.

Virginia West
Administratrice



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

État des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2003

(en milliers de dollars)

	31 décembre 2003	31 décembre 2002
Recettes d'exploitation des services publics		
Exploitation des services publics	99 119 \$	106 815 \$
Honoraires	1 920	1 661
Total des produits d'exploitation	101 039	108 476
Frais d'exploitation		
Salaires et avantages sociaux (note 11)	44 506	39 428
Autres frais d'exploitation	61 003	74 728
Amortissement des immobilisations	2 095	1 920
Dévaluation des immobilisations (note 8)	1 198	-
Systèmes d'exploitation électronique (note 1c)	1 700	3 347
Total des frais d'exploitation	110 502	119 479
Perte nette – exploitation des services publics	(9 463)	(11 003)
Produits de financement		
Recettes d'investissements et de prêts	7 292	7 591
Intérêt perçu sur les installations en chantier	234	208
Total des produits de financement	7 526	7 799
Frais de financement		
Intérêts	30	60
Frais d'administration financière	32	32
Amortissement des immobilisations	60	60
Total des frais de financement	122	152
Bénéfice net de financement	7 404	7 647
Perte nette pour la période précédant l'initiative de transfert des biens	(2 059)	(3 356)
Initiative de transfert des biens (note 15)	(7)	(20)
Perte nette pour l'exercice	(2 066)	(3 376)
Solde d'ouverture des bénéfices non répartis	93 739	97 115
Solde de fermeture des bénéfices non répartis	91 673 \$	93 739 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

État de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2003

<i>(en milliers de dollars)</i>	31 décembre 2003	31 décembre 2002
Rentrées nettes provenant des (affectées aux) activités d'exploitation		
Perte nette	(2 066 \$)	(3 376 \$)
Éléments hors caisse :		
Amortissement des immobilisations	2 155	1 980
Dévaluation des immobilisations	1 198	-
	1 287	(1 396)
Évolution du fonds de roulement hors caisse		
- Débiteurs	(2 140)	(2 351)
- Charges payées d'avance	(358)	(139)
- Créiteurs et charges à payer	(59)	(3 486)
- Ministère de l'Environnement	2 209	(2 496)
- Produit comptabilisé d'avance	(35)	35
	(383)	(8 437)
Rentrées nettes provenant des (affectées aux) activités d'exploitation (904)		(9 833)
Activités de financement		
Diminution des investissements à recevoir pour les installations d'eau et d'égout	4 084	9 325
(Augmentation) diminution des investissements à recevoir pour les installations en chantier	(5 958)	3 715
(Diminution) augmentation des contributions municipales à payer	(8)	713
Augmentation (diminution) des prestations futures des employés à payer	350	(217)
Diminution des avances d'aide provinciale à recevoir	1 678	1 000
Augmentation des prêts en cours — OOFIEM	(120 000)	-
Diminution des prêts en cours – prêts complémentaires	200	84
Évolution du surplus d'apport	(2 379)	(3 735)
Rentrées nettes provenant des activités de financement	(122 033)	10 885
Immobilisations – acquisitions	(1 283)	(1 576)
Diminution de l'encaisse	(122 412)	(524)
Solde d'ouverture de l'encaisse et des quasi-espèces	131 831	132 355
Solde de fermeture de l'encaisse et des quasi-espèces	9 419 \$	131 831 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

Notes afférentes aux états financiers

GÉNÉRALITÉS

L'Agence ontarienne des eaux (« l'Agence ») a été créée le 15 novembre 1993 en vertu de la *Loi de 1993 sur le plan d'investissement* (la « Loi »).

Conformément à la *Loi*, la mission de l'Agence consiste notamment à :

- aider les municipalités à fournir des services d'eau et d'égout contre recouvrement des frais; pour cela, elle finance, planifie, aménage, construit et exploite les ouvrages et services en question;
- financer, construire et exploiter des installations d'eau et d'égout pour le compte de la province de l'Ontario contre recouvrement des frais; et
- fournir ces services de manière à protéger la santé et l'environnement, à encourager la conservation des ressources en eau et à appuyer la politique provinciale en matière d'utilisation et de peuplement du sol.

Elle est exonérée d'impôts fédéraux et provinciaux.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers de l'Agence ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus qui sont prescrits par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Les conventions comptables particulières à l'Agence sont données ci-dessous.

a) Encaisse et quasi-espèces

L'encaisse et les quasi-espèces sont des placements liquides dont l'échéance à l'achat était de trois mois et moins.

b) Immobilisations

Les principales dépenses relatives aux immobilisations dont la durée de vie utile dépasse celle de l'exercice en cours sont comptabilisées en fonction du coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement dégressif et une provision d'une demi-année est comptabilisée pour l'année d'achat si l'immobilisation est mise à disposition. Les immobilisations sont amorties à des taux annuels comme suit :

Matériel roulant	25 %
Mobilier et agencements	20 %
Matériel informatique	33,33 %
Logiciels	50 %
Matériel et outillage	20 %
Améliorations locatives	Durée du bail



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

c) Systèmes d'exploitation électronique

Conformément à l'autorisation du conseil d'administration, l'Agence continue de traiter les dépenses consacrées aux systèmes d'exploitation informatique, OCWAware^{MC}, comme des dépenses d'exploitation de l'exercice au cours duquel elles ont été engagées.

d) Investissements à recevoir pour les installations en chantier

Les frais d'intérêt sur les emprunts et autres dépenses différentielles liées aux installations sont capitalisés pendant la période de construction. Le taux d'intérêt est établi au début de l'exercice en utilisant le taux d'intérêt moyen d'un an de l'exercice financier précédent, versé par l'Office ontarien de financement.

e) Exploitation des services publics

Une partie des contrats d'exploitation des installations d'eau et d'égout qui ont été conclus avec les clients prévoient le recouvrement des frais d'exploitation engagés en plus des frais de gestion. Les recettes sont comptabilisées au fur et à mesure que ces frais sont engagés, même lorsque les contrats prévoient le recouvrement d'une partie de ces coûts dans les années à venir. Ainsi, les dépenses engagées qui dépassent les montants facturés et qui seront recouvrées au cours des années à venir figurent au poste « Investissements à recevoir pour les installations d'eau et d'égout ».

f) Utilisation des estimations

La préparation des états financiers en conformité avec les principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et émette des hypothèses qui influent sur les éléments d'actif et de passif déclarés à la date des états financiers, ainsi que les montants déclarés pour les produits et les charges de l'exercice. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

2. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La valeur comptable de l'encaisse et des quasi-espèces, des débiteurs, des créditeurs et des charges à payer se rapproche de la juste valeur en raison des échéances à court terme de ces instruments. Compte tenu des options de paiement par anticipation, la valeur comptable du solde de l'actif financier et du passif à long terme se rapproche de leur juste valeur.



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

3. INVESTISSEMENTS À RECEVOIR POUR LES INSTALLATIONS D'EAU ET D'ÉGOUT

a) Ces investissements représentent la portion principale en cours des sommes à recevoir des clients pour les dépenses en immobilisations engagées par l'Agence en leur nom, ainsi que toute charge d'exploitation à recouvrer, s'il y a lieu, qui n'a pas été facturée. Ils représentent également les intérêts capitalisés relatifs à certaines installations, qui seront recouvrés auprès des clients dans les années à venir. Les investissements à recevoir pour les installations d'eau et d'égout sont comptabilisés en fonction de la portion principale en cours et des autres sommes capitalisées, selon le montant le moins élevé, et en fonction de la valeur de réalisation nette.

b) Les investissements à recevoir sont assortis d'ententes qui portent un taux d'intérêt variant de 2 % à 13,69 %. Le calendrier de remboursement de la portion principale des investissements est le suivant :

(en milliers de dollars)

2004	3 080 \$
2005	3 277
2006	3 487
2007	3 948
2008	3 948
Par la suite	23 878
	41 380
Plus : versements échéant dans l'année	3 080
	38 300 \$

4. INVESTISSEMENTS À RECEVOIR POUR LES INSTALLATIONS EN CHANTIER

a) Les « Investissements à recevoir pour les installations en chantier » représentent de nouvelles installations d'eau et d'égout ou des améliorations d'immobilisations importantes qui ont été apportées à des installations actuelles par l'Agence pour le compte de ses clients. Une fois l'an, la valeur nette qui peut être recouvrée des clients est transférée au compte des « Investissements à recevoir pour les installations d'eau et d'égout ». Les clients paient parfois le solde du montant à recouvrer, cumulé sous forme d'installations en chantier, dans l'année.



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

4. INVESTISSEMENTS À RECEVOIR POUR LES INSTALLATIONS EN CHANTIER (Suite)

- b) Au cours du présent exercice, l'Agence a capitalisé des intérêts représentant 0,2 million de dollars (0,2 million de dollars en 2002) au compte des investissements à recevoir pour les installations en chantier.

5. CRÉANCES DE PRÊTS – PRÊTS COMPLÉMENTAIRES

L'Agence a accordé des prêts aux municipalités qui obtiennent de l'aide financière dans le cadre du Programme d'aide aux municipalités pour financer la construction ou la modernisation d'installations d'eau et d'égout. Les prêts sont remboursables sur une période pouvant atteindre 20 ans, à un taux d'intérêt oscillant entre 8,1 % et 8,85 %, qui a été établi par la province lorsque le prêt a été consenti.

6. CRÉANCES DE PRÊT — OOFIEM

Le 15 avril 2003, l'Agence a fourni un prêt de 120 millions de dollars à l'Office ontarien de financement de l'infrastructure économique des municipalités (OOFIEM). Un organisme du gouvernement provincial, l'OOFIEM a fourni un billet qui arrive à échéance le 1^{er} mars 2023. Le taux d'intérêt est établi au taux CDOR mensuel moyen, moins 4 points de base. La valeur marchande du prêt se rapproche du coût.

7. AVANCES SUR L'AIDE PROVINCIALE

L'Agence finance la construction de certaines installations pour le compte de municipalités. Une partie des coûts de construction est admissible à une aide financière provinciale offerte par le ministère de l'Environnement. L'excès des coûts de construction par rapport aux subventions reçues du ministère représente un élément d'actif à long terme.



8. IMMOBILISATIONS

<i>(en milliers de dollars)</i>	Frais	Amortissement cumulé	Valeur nette au 31 déc. 2003	Valeur nette au 31 déc. 2002
Mobilier et agencements	1 752 \$	1 114 \$	638 \$	673 \$
Matériel roulant	187	89	98	92
Matériel informatique	5 933	4 556	1 377	1 586
Logiciels	3 021	2 490	531	490
Améliorations locatives	6 807	2 700	4 107	4 538
Matériel et outillage	493	271	222	344
Matériel de gestion de l'énergie	--	--	--	1 103
	18 193 \$	11 220 \$	6 973 \$	8 826 \$
Travaux d'immobilisations en cours	--	--	--	217
	18 193 \$	11 220 \$	6 973 \$	9 043 \$

Durant l'exercice, l'Agence a examiné la valeur de ses immobilisations, Matériel de gestion de l'énergie, et a déterminé que vu les modifications dans les prévisions, l'Agence n'envisage plus de récupérer la valeur comptable de ces immobilisations. Par conséquent, l'Agence a dévalué la valeur comptable de ces immobilisations le 31 décembre 2003.

9. BAUX

Les paiements annuels de location effectués aux termes de contrats de location-exploitation sur l'ensemble des locaux et véhicules se répartissent comme suit :

<i>(en milliers de dollars)</i>	
2004	1 960 \$
2005	1 767
2006	1 468
2007	1 271
2008	964
Par la suite	254
	7 684



10. CONTRIBUTIONS MUNICIPALES À PAYER

<i>(en milliers de dollars)</i>	31 déc. 2003	31 déc. 2002
Contributions municipales retenues pour réparations futures	1 425 \$	1 433 \$

Au 31 décembre 2003, l'Agence détenait des fonds de l'ordre de 1,4 million de dollars (1,4 million en 2002) qui serviront aux réparations futures. Le montant de 1,4 million de dollars est compris dans l'encaisse et les quasi-espèces.

11. PRESTATIONS FUTURES DES EMPLOYÉS NON LIÉES À LA PENSION

L'Agence a la responsabilité des versements de fin d'emploi à payer.

Le montant des prestations futures à verser aux employés a été évalué à 7,8 millions de dollars (7,4 millions de dollars en 2002), dont un montant de 1 million de dollars représente un élément de passif à court terme. En 2003, le montant comptabilisé était de 0,7 million de dollars (0,6 million en 2002) et était inclus dans le compte des salaires et avantages sociaux de l'état des résultats et des bénéfices non répartis.

Comprise dans les prestations futures à verser aux employés se trouve une obligation prévue de 1,1 million de dollars en versements d'indemnités d'accident du travail pour l'exercice clos le 31 décembre 2003. Ce montant a été établi à partir des calculs actuariels les plus récents fournis par la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail, et datés du 31 décembre 2002.

Le montant de l'évaluation pour l'exercice clos le 31 décembre 2003 ne devrait être fourni par la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents de travail qu'après la date de préparation des états financiers. Cependant, il est de l'opinion de la direction que le solde du 31 décembre 2003 ne sera pas sensiblement différent. Tout redressement du solde cumulatif de l'obligation des prestations sera comptabilisé au cours de l'exercice où la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents de travail en fournira le montant exact.

Les coûts des avantages sociaux à remettre à la retraite aux employés non couverts par le régime de retraite sont versés par le Secrétariat du Conseil de gestion et ne sont pas inclus dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis.



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

12. RÉGIME DE RETRAITE

L'Agence offre un régime de retraite à tous ses employés à temps plein par l'entremise de la Caisse de retraite des fonctionnaires et de la Caisse de retraite du syndicat des employées et employés de la fonction publique de l'Ontario, mises sur pied par la province de l'Ontario. Ces régimes sont comptabilisés comme des régimes à cotisations déterminées, car l'Agence ne dispose pas des renseignements nécessaires pour appliquer à ces régimes de retraite des méthodes comptables propres aux régimes à prestations déterminées. Les contributions de l'Agence pour l'exercice se chiffrent à 1,9 million de dollars (1,4 million de dollars en 2002) et sont comprises dans les salaires et avantages sociaux figurant dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis.

13. SURPLUS D'APPORT

Le solde d'ouverture du surplus d'apport provient de la province de l'Ontario et représente la valeur comptable de l'actif net en sus des obligations. Dans le solde de clôture figurent les éléments suivants :

<i>(en milliers de dollars)</i>	31 décembre 2003	31 décembre 2002
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier	100 330 \$	104 065 \$
Redressement du solde d'ouverture	(2 379)	(3 735)
	97 951 \$	100 330 \$

Le redressement du solde d'ouverture se rapporte aux coûts des réparations et d'entretien convenus avant la création de l'Agence. Les fonds engagés au compte des réparations et de l'entretien sont consacrés à divers projets; le plus important d'entre eux comporte un plafond de dépenses du gros entretien de l'ordre de 7,5 millions de dollars, tel qu'il a été autorisé par le conseil d'administration de l'Agence. De ce montant, une somme cumulative de 6 millions a déjà été dépensée. Un montant cumulatif de 3,8 millions a déjà été consacré aux autres projets. Ce redressement comprend une dévaluation des avances d'aide provinciale.

14. ÉVENTUALITÉS

Litiges

L'Agence est partie défenderesse dans plusieurs poursuites en justice. La plupart de ces instances sont couvertes par une assurance, après déduction d'une franchise variant de 2 500 \$ à 50 000 \$, selon les circonstances qui ont donné lieu à la demande et la nature de la demande. L'issue de ces poursuites n'est pas encore connue. Les pertes éventuelles seront comptabilisées à l'exercice au cours duquel un règlement sera effectué.



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

14. ÉVENTUALITÉS (Suite)

Taxe sur les produits et services (TPS)

À la suite d'une vérification de la TPS effectuée par l'Agence des douanes et du revenu du Canada (ADRC), l'Agence a été avisée qu'elle est admissible à un remboursement de la TPS sur certains achats, car elle n'avait pas demandé le montant intégral du remboursement auquel elle avait droit. La demande a été acceptée en janvier 2004 et sera comptabilisée une fois qu'elle sera reçue, au cours de l'exercice 2004.

Remises sur les frais d'électricité

Conformément à certaines lois et ententes visant la restructuration du marché de l'électricité par le gouvernement, l'Agence est admissible à des remises sur les frais d'électricité qu'elle a engagés. Le montant de ces remises dépend de la quantité d'électricité utilisée qui est visée par les mécanismes de remise. L'Agence a alloué une part de ces remises aux clients qui sont admissibles à les recevoir selon leur contrat. L'Agence porte donc la réception et la redistribution de ces remises à l'exercice au cours duquel elles auront lieu.

15. INITIATIVE DE TRANSFERT DES BIENS

En 1997, la province a adopté des mesures législatives exigeant que l'Agence transfère la propriété des installations d'eau et d'égout aux municipalités. L'initiative de transfert des biens comprend tous les frais liés au transfert des titres. À ce jour, 4,5 millions de dollars ont été dépensés, et un montant de 0,04 million de dollars de dépenses supplémentaires est prévu et sera affecté à la période de transfert. Tous les transferts doivent être achevés d'ici la fin de 2004.

16. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Compte tenu du rapport que l'Agence entretient avec la province, les opérations suivantes sont effectuées entre apparentés; celles-ci sont mentionnées dans les notes afférentes aux états financiers :

- a) Opérations effectuées avec le ministère de l'Environnement
- b) Opérations effectuées avec l'Office ontarien de financement de l'infrastructure économique des municipalités
- c) Opérations effectuées avec le Secrétariat du Conseil de gestion

17. DONNÉES COMPARATIVES

Les données des années précédentes ont été reclassifiées au besoin pour qu'elles puissent être intégrées à la présentation des données de l'exercice considéré.



Ontario Clean Water Agency
Agence Ontarienne Des Eaux

18. SALAIRES

La *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* exige la divulgation du nom des employés du secteur public de l'Ontario dont la rémunération annuelle dépasse 100 000 \$. La rémunération comprend le salaire de base, la rémunération des heures supplémentaires, les congés payés et les heures compensatoires, la rémunération au rendement et les sommes forfaitaires de rémunération au mérite, et les primes uniques de déplacement ou de réinstallation. Voici la liste du personnel de l'Agence (nom, poste, rémunération versée et avantages sociaux) dont la rémunération dépassait 100 000 \$ en 2003.

Nom	Fonction	Rémunération versée	Avantages
Atkinson, Daniel	Vice-président de l'exploitation	111 379,15 \$	206,45 \$
Baker, Brenda	Vice-présidente, Finances et administration	104 986,79 \$	187,11 \$
Carter, John	Chef, Élaboration des projets et services techniques	113 537,18 \$	202,40 \$
Linda Chiasson	Vice-présidente, Prospection de la clientèle	104 986,79 \$	187,11 \$
Griffith, Carl	Chef de la direction	148 500,02 \$	268,23 \$
Kind, Robin	Avocate générale (intérimaire)	158 259,51 \$	287,23 \$
Pontone, Dante	Vice-président de la technologie de l'information	112 785,31 \$	207,09 \$
Quarisa, Frank	Vice-président, Élaboration des projets et services techniques	105 872,31 \$	191,31 \$
Rinas, Wilhelm	Avocat général	104 863,18 \$	195,78 \$
Sasaki, Lauren	Conseillère juridique	112 242,42 \$	209,68 \$
West, Phillip A.	Opérateur thermique	107 637,99 \$	105,00 \$

La Commission de transport Ontario Northland

Responsabilité de la direction

La direction de la Commission de transport Ontario Northland est responsable de l'intégrité et de la présentation juste des états financiers consolidés et pour autre information inclus dans le rapport annuel. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables canadiens généralement reconnus. La préparation des états financiers comporte nécessairement l'utilisation du jugement et meilleur avis de la direction, particulièrement quand les transactions affectant la période courante ne peuvent être déterminés avec certitude jusqu'à des périodes futures. Toute l'information financière présentée dans le rapport annuel est conformée aux états financiers consolidés.

La Commission met à jour des systèmes de commandes internes de comptabilité conçues pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est précise et fiable et que les actifs et passifs de la compagnie sont convenablement expliqués et les capitaux sauvegardés.

Les états financiers consolidés ont été passés en revue par le comité de vérifications et finances de la Commission et ont été approuvés par le conseil d'administration des commissaires. En outre, les états financiers consolidés ont été vérifiés par l'auditeur provincial d'Ontario, dont le rapport suit.



R.R. Poulin
Président et chef de la direction intérimaire



Roy Hains
Vice-président directeur
Développement du service et de l'exploitation



Rapport des vérificateurs

À la Commission de transport Ontario Northland et
au Ministre du Ministère du Développement du Nord et des Mines

J'ai vérifié le bilan consolidé de la Commission de transport Ontario Northland au 31 décembre 2003 et les états consolidés des résultats des placements par la province de l'Ontario, des bénéfices non répartis, et de l'évolution de l'encaisse de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Commission. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

A mon avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 décembre 2003, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de l'encaisse pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Toronto, Ontario
le 31 mars 2004



J.R. McCarter, CA
Vérificateur provincial adjoint

Commission de transport Ontario Northland
Bilan consolidé
(en milliers de dollars)

Au 31 décembre	2003	2002
Actif		
Actif à court terme		
Banque et caisse	1 563 \$	-
Débiteurs (<i>moins réserve de 1 281 \$; 2002 – 990 \$</i>)	21 102	20 190
Inventaire	10 629	10 668
Frais payés d'avance	277	357
	33 571	31 215
Fonds d'autoassurance (Note 2)		
- Valeur marchande 5 887 \$; (2002 - 5 489 \$)	5 793	5 474
Placements en biens immobiliers (Annexe 1)	256 417	256 963
Actifs au titre des prestations constituées (Note 4)	128 618	131 530
	424 399 \$	425 182 \$
Passif et avoir de la province de l'Ontario		
Passif à court terme		
Découvert en banque	-	248 \$
Marge de crédit d'exploitation (Note 3)	23 000	17 000
Créditeurs et frais courus	22 102	23 537
Versement sur la dette à long terme (Note 5a)	2,276	2 223
Revenus reportés	788	285
	48 166	43 293
Provision pour fonds d'autoassurance (Note 2)	5 793	5 474
Dette à long terme (Note 5a)	26 223	28 478
Obligation au titre des prestations constituées (Note 4)	54 150	53 720
	134 332	130 965
Éventualités / Engagements (Note 8)		
Avoir de la province de l'Ontario		
Placement de la province de l'Ontario	69 603	66 743
Bénéfices non répartis	220 464	227 474
	290 067	294 217
	424 399 \$	425 182 \$

Approuvé au nom de la Commission :



Président et chef de la direction



Vice-président directeur
Développement du service et de l'exploitation

Commission de transport Ontario Northland
État consolidé du placement de la province de l'Ontario
(en milliers de dollars)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre	2003	2002
Solde début d'exercice		
Placements nets en placements en biens immobiliers	17 794 \$	16 465 \$
Placements nets autre qu'en capital-actions (Note 5b)	48 949	48 949
	66 743	65 414
Variations nettes pendant l'année		
Contributions de la Province de l'Ontario (Note 6)	4 221	3 398
Remboursements	(665)	(1, 426)
Amortissement	(696)	(643)
	2 860	1 329
Solde en fin d'exercice		
Placements nets en placements en biens immobiliers	20 654	17 794
Placements nets autre qu'en capital-actions (Note 5b)	48 949	48 949
Solde en fin d'exercice	69 603 \$	66 743 \$

Commission de transport Ontario Northland
État des résultats et bénéfices non répartis consolidés
(en milliers de dollars)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre	2003	2002
Revenus (Annexe 2)	129 181 \$	131 453 \$
Dépenses (Annexe 2)	123 644	117 805
	5 537	13 648
Autres revenus et dépenses d'exploitation		
Amortissement (Annexe 2)	14 659	14 191
Intérêts débiteurs (Annexe 2)	2 303	2 260
Placements et autres revenus	(21)	(44)
Profit sur la vente de placements en biens immobiliers (Annexe 2)	(372)	(166)
Dépenses nettes	16 569	16 241
Perte avant les éléments suivants :	(11 032)	(2 593)
Coût du programme d'amélioration du service (Note 1)	(878)	(2 309)
Redressement du programme d'amélioration du service (Note 1)	4 900	-
Activités abandonnées (Note 12)	-	53
Perte nette pour l'exercice	(7 010)	(4 849)
Bénéfices non répartis en début d'exercice	227 474	232 323
Bénéfices non répartis en fin d'exercice	220 464 \$	227 474 \$

Commission de transport Ontario Northland
État du flux de trésorerie consolidé
(en milliers de dollars)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre	2003	2002
Liquidités provenant de (servant aux)		
Activités d'exploitation		
Perte nette de l'exercice avant les activités abandonnées	(7 010) \$	(4 902) \$
Postes ne comportant aucun mouvement d'encaisse		
Amortissement (Annexe 2)	14 659	14 191
Profits sur la vente d'immobilisations (Annexe 2)	(372)	(166)
Recouvrement des dépenses liées au régime de retraite et autres régimes	5 056	2 681
	12 333	11 804
Variation des postes hors liquidités		
Débiteurs	(912)	1 543
Inventaire	39	1 207
Frais payés d'avance	80	(121)
Créditeurs et frais courus	(1 435)	(783)
Revenus reportés	503	77
Activités abandonnées (Note 12)	-	54
	10 608	13 781
Activités d'investissement		
Augmentation des immobilisations	(16 140)	(17 001)
Produits de la vente d'immobilisations	1 037	722
Diminution des autres éléments d'actif	(148)	(105)
	(15 251)	(16 384)
Activités de financement		
Diminution de la dette à long terme (Note 5a)	(2 202)	(2 181)
Contributions de la province de l'Ontario	4 221	3 398
Emprunts bancaires et découvert de banque	6 000	5 079
Autres éléments de passif	(1 565)	(1 538)
	6 454	4 758
Variation des espèces et quasi-espèces en cours d'exercice	1 811	2 155
Espèces et quasi-espèces en début d'exercice	(248)	(2 403)
Espèces et quasi-espèces en fin d'exercice	1 563 \$	(248) \$
Présentation d'informations supplémentaires du flux de trésorerie :		
Intérêts payés en cours d'exercice et inclus dans la perte nette	2 303 \$	2 260 \$

Commission de transport Ontario Northland
Annexe des placements en biens immobiliers consolidés
Annexe 1
(en milliers de dollars)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre	2003		2002	
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur nette	Valeur nette
Services ferroviaires				
Voies	216 671 \$	80 253 \$	136 418 \$	131 071 \$
Bâtiments	36 756	13 860	22 896	23 090
Équipements	77 091	38 775	38 316	38 851
Travaux en cours	1 098	-	1 098	2 353
Télécommunications				
Équipements	130 227	84 794	45 433	49 801
Bâtiments	5 557	3 516	2 041	2 095
Travaux en cours	806	-	806	844
Services d'autobus				
Autobus	10 135	3 753	6 382	5 303
Travaux en cours	28	-	28	-
Services maritimes (Moosonee)				
Navires	385	304	81	91
Travaux en cours	-	-	-	264
Développement				
Terrains et bâtiments	3 476	1 208	2 268	2 550
Terrains détenus pour revente	650	-	650	650
	482 880 \$	226 463 \$	256 417 \$	256 963 \$

Commission de transport Ontario Northland
Annexe des revenus et des dépenses
d'exploitation consolidés - Annexe 2
(en milliers de dollars)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre	2003	2002
Services ferroviaires		
Revenus de ventes (Note 11)	60 827 \$	62 929 \$
Remboursement par le gouvernement (Note 6a)	20 428	19 927
Revenus d'exploitation	81 255	82 856
Dépenses d'exploitation	70 559	68 110
Bénéfices d'exploitation	10 696	14 746
Amortissement	7 236	7 116
Profit sur vente d'immobilisations corporelles	(171)	(87)
Intérêts débiteurs	1 654	1 769
Bénéfices d'exploitation	1 977	5 948
Télécommunications		
Revenus de ventes (Note 7)	36 945	37 745
Dépenses d'exploitation	36 536	35 387
Bénéfices d'exploitation	409	2 358
Amortissement	6 290	6 014
Perte sur vente d'immobilisations corporelles	76	1
Pertes d'exploitation	(5 957)	(3 657)
Services d'autobus		
Revenus de ventes	10 212	10 090
Dépenses d'exploitation	9 268	8 934
Bénéfices d'exploitation	944	1 156
Amortissement	559	528
Perte sur vente d'immobilisations corporelles	21	55
Bénéfices d'exploitation	364	-
Services maritimes (Moosonee)		
Revenus de ventes	129	124
Remboursement du gouvernement (Note 6a)	73	73
Revenus d'exploitation	202	197
Dépenses d'exploitation	342	191
(Pertes) bénéfices d'exploitation	(140)	6

Commission de transport Ontario Northland
Annexe des revenus et des dépenses
d'exploitation consolidés - Annexe 2 (suite)
(en milliers de dollars)

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre	2003	2002
Propriétés à louer		
Revenus de ventes	567	565
Dépenses d'exploitation	332	314
Bénéfices d'exploitation	235	251
Amortissement	37	49
Profit sur la vente d'immobilisations corporelles	(298)	(135)
Bénéfices d'exploitation	496	337
Administration		
Revenus d'exploitation	-	-
Dépenses d'exploitation	6 607	4 869
Pertes d'exploitation	(6 607)	(4 869)
Amortissement	537	484
Intérêts débiteurs	649	491
Pertes d'exploitation	(7 793)	(5 844)
Total d'exploitation		
Revenus de ventes	108 680	111 453
Remboursement du gouvernement (Note 6a)	20 501	20 000
Revenus d'exploitation	129 181	131 453
Dépenses d'exploitation	123 644	117 805
Bénéfice d'exploitation	5 537	13 648
Amortissement	14 659	14 191
Intérêts débiteurs	2 303	2 260
Profit sur vente d'immobilisations corporelles	(372)	(166)
Pertes d'exploitation (i)	(11 053) \$	(2 637) \$

(i) Note : Le montant ci-dessus était en vigueur avant les coût relatifs au Programme d'amélioration du service (Note 1) et aux activités abandonnées (Note 12).

Commission de transport Ontario Northland

Sommaire des principales conventions comptables

Le 31 décembre 2003

Nature des activités	La Commission de transport Ontario Northland, une entreprise exploitée par le gouvernement de l'Ontario, offre une variété de services commerciaux et non commerciaux, y compris le transport ferroviaire de marchandises et de passagers, le transport en autobus, et les télécommunications.																
Principes de consolidation	Les présents états financiers consolidés ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Ils comprennent les comptes de la Commission et de ses filiales en propriété exclusive soit : Ontario Northland International Consulting Services Inc, O.N. Tel Inc., Star Transfer Limited, Air-Dale Limited et Nipissing Central Railway Company.																
Inventaire	À l'exception des rails usagés, tous les matériaux et fournitures sont évalués au coût moyen. Les rails usagés sont évalués à la valeur comptable non amortie déterminée lors de la mise hors service.																
Fonds d'autoassurance	L'actif du fonds d'autoassurance est présenté au coût d'acquisition.																
Placements en biens immobiliers et amortissement	Les placements en biens immobiliers sont présentés au coût d'acquisition. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire basée sur la durée d'utilisation prévue des éléments d'actif. Les durées d'utilisation prévues dans le cas des principales catégories d'immobilisations sont les suivantes : <table> <tr> <td>Voies - principales et d'embranchement</td><td>20 à 50 ans</td></tr> <tr> <td>Locomotives à moteur diesel</td><td>25 ans</td></tr> <tr> <td>Wagons</td><td>33 ans</td></tr> <tr> <td>Bâtiments</td><td>50 ans</td></tr> <tr> <td>Équipements de télécommunication</td><td>15 ans</td></tr> <tr> <td>Véhicules</td><td>3 ans</td></tr> <tr> <td>Matériel informatique</td><td>5 ans</td></tr> <tr> <td>Autobus</td><td>12 ans</td></tr> </table> La province de l'Ontario rembourse la Commission pour certains frais de placements en biens immobiliers destinées à des activités désignées "non commerciales" par la province. La Commission comptabilise ces immobilisations au coût d'acquisition, en ajoutant un crédit compensatoire au surplus de l'investissement net en capital-actions (province de l'Ontario). L'amortissement annuel de ces immobilisations est comptabilisé à titre de réduction du surplus d'investissements nets en immobilisations corporelles. (voir page 4)	Voies - principales et d'embranchement	20 à 50 ans	Locomotives à moteur diesel	25 ans	Wagons	33 ans	Bâtiments	50 ans	Équipements de télécommunication	15 ans	Véhicules	3 ans	Matériel informatique	5 ans	Autobus	12 ans
Voies - principales et d'embranchement	20 à 50 ans																
Locomotives à moteur diesel	25 ans																
Wagons	33 ans																
Bâtiments	50 ans																
Équipements de télécommunication	15 ans																
Véhicules	3 ans																
Matériel informatique	5 ans																
Autobus	12 ans																

Commission de transport Ontario Northland

Sommaire des principales conventions comptables

Le 31 décembre 2003

Avantages sociaux futurs

Régime de retraite

La Commission maintient un régime de retraite à prestations déterminées pour ses employés. Selon ce régime, les obligations sont déterminées selon la méthode de répartition des prestations reflétant le montant estimatif des prestations futures pour les services rendus à ce jour. Les actifs du fonds de pension sont mesurés à la valeur marchande courante. L'actif ou l'obligation au titre des prestations constituées, ainsi que les charges, sont déterminés annuellement par des actuaires indépendants, conformément aux normes actuarielles reconnues qui tiennent compte des meilleures estimations de la direction.

Autres régimes

La Commission offre à ses employés à la retraite des avantages sociaux non liés à la pension, tels que l'assurance-vie de groupe, les soins de santé, l'assurance invalidité de longue durée par l'entremise de régime à prestations déterminées. Les coûts associés à ces avantages sociaux futurs sont déterminés à l'aide d'une évaluation actuarielle, employant une méthode de répartition des prestations au prorata des services, et en fonction des hypothèses actuarielles. De plus, à titre d'employeur de catégorie 2 en vertu de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail (CSPAAT), la Commission reconnaît les avantages de la rémunération en fonction de la comptabilité d'exercice en utilisant les calculs actuariels fournis par le CSPAAT pour les avantages en vigueur, les avantages non encore accordés et les coûts administratifs chargés.

Les charges liées et non liées au régime de retraite comprennent le coût des services courants, les intérêts, les ajustements provenant de modifications au régime et de changements d'hypothèses, ainsi que les gains ou pertes. Les gains ou pertes sont amortis selon la méthode linéaire en fonction de la durée moyenne des années de services prévues des employés couverts par le régime. Ces charges sont enregistrées dans l'exercice au cours duquel l'employé a rendu des services à la Commission (voir note 4).

Commission de transport Ontario Northland

Sommaire des principales conventions comptables

Le 31 décembre 2003

Reconnaissance du revenu

Les revenus du transport sont généralement comptabilisés lorsque la cargaison arrive à destination. Le transport interrégional est jugé complété une fois la marchandise remise au transporteur correspondant. Les revenus d'autres sources sont comptabilisés dès qu'ils sont gagnés, à l'exception des remboursements du gouvernement fédéral. Les remboursements reçus suite à la vérification annuelle des pertes sont comptabilisés selon la méthode de caisse. Les avances reçues du gouvernement avant que les pertes finales soient établies sont comptabilisées selon la méthode de l'exercice. Les ajustements des recettes provenant de l'interurbain sont comptabilisés lorsque ces montants peuvent être déterminés de façon raisonnable. (voir note 7)

Impôts sur le revenu

À titre d'entreprise exploitée activement par la province de l'Ontario, la Commission et ses filiales en propriété exclusive sont exonérées de l'impôt sur le revenu. Par conséquent, ces états financiers ne présentent aucune provision pour impôts.

Utilisations d'estimations

La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus au Canada, exige que la direction effectue des estimations et avance des hypothèses pouvant affecter les montants d'actifs, de passifs, de revenus et de dépenses précisées pendant la période de déclaration. Les résultats réels pourraient donc différer des montants estimés par la direction.

Les encaisses et quasi-espèces

Les encaisses et quasi-espèces comprennent les espèces en caisse, les soldes en banque et dépôts à court terme dont l'échéance initiale est de moins de trois mois.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

1. État du Programme d'amélioration du service

Au printemps de l'an 2000, le ministre du Développement du Nord et des Mines a enjoint la Commission d'examiner l'ensemble des services qu'elle offrait en vue de mettre au point une stratégie d'amélioration du service et ce, avant la fin de l'automne de la même année.

Le 4 décembre 2000, la Commission acceptait des recommandations pour la mise en œuvre d'un Programme d'amélioration du service devant être exécuté par une firme de conseillers indépendante. Le 13 décembre 2000, le ministre du Développement du Nord et des Mines acceptait les recommandations de la Commission, enjoignant celle-ci d'entamer la mise en œuvre, par étapes, de ces recommandations.

Le ministre a enjoint la ONTC de procéder, en deux phases, au dessaisissement, à la réorganisation ou à la substitution de certaines opérations et à la mise en valeur ou à l'amélioration des opérations restantes. Au cours de l'année d'exercice 2002, la Commission a poursuivi certaines démarches visant à mettre en pratique quelques unes des recommandations du Programme d'amélioration du service. Parmi ces démarches, on compte le désinvestissement dans la Owen Sound Transportation Company, Limited (OSTC), ainsi que la réception et l'évaluation de propositions pour les divisions des Services ferroviaires et des Télécommunications. Au début de 2003, la Commission a présenté ses recommandations au gouvernement de l'Ontario, ainsi qu'au ministre du Développement du Nord et des Mines, aux fins d'approbation, moyennant certaines conditions. En juin 2003, la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada a retiré son offre d'achat des éléments d'actif des services ferroviaires et en juillet 2003, la Commission a reçu l'ordre d'entamer des négociations exclusives avec TELUS en vue de créer une alliance stratégique avec O.N.Tel Inc. Ces négociations se sont poursuivies jusqu'en 2004.

En se conformant aux recommandations présentées dans le Programme d'amélioration du service, la Commission a encouru des frais de consultation et des frais légaux de 878 000 \$ (2 309 000 \$ en 2002) pour la mise en œuvre de ces recommandations pendant l'année. Ces coûts étaient constitués principalement de frais de consultation et légaux pour l'exécution de ces recommandations. Le montant cumulatif dépensé depuis le commencement du Programme d'amélioration du service au cours de l'exercice 2000 est de 7 665 000 \$. À la fin de l'exercice 2003, la Commission a déposé une demande de remboursement de ces frais auprès du ministère du Développement du Nord et des Mines, conformément aux intentions précédemment divulguées de cette dernière. Après la fin de l'exercice financier, le ministère a confirmé le remboursement des 4 900 000,00 \$. Ce remboursement est fourni à titre de recouvrement sous la rubrique « États des résultats et bénéfices non répartis consolidés » dans le présent document et il est inscrit dans les comptes débiteurs.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

2. Fonds d'autoassurance

La Commission adopte une politique d'autoassurance pour les dommages occasionnés par le déraillement du matériel roulant et pour les dommages causés à la cargaison. Les contributions annuelles versées à ce fonds d'autoassurance comprennent une prime de 100 000 \$, payée par la Commission, en plus des revenus d'intérêts sur placements gagnés sur l'actif de ce fonds. La Commission n'a chargé un montant additionnel (1 000 000 \$ en 2002) au fonds d'exploitation au cours de l'exercice. Les actifs du fonds comprennent des placements dans des débentures du gouvernement fédéral et provincial au montant de 5 593 000 \$ (5 374 000 \$ en 2002) et 200 000 \$ payable par la ONTC.

Les obligations mentionnées ci-dessus comportent des taux d'intérêts annuels variant entre 3,7 % et 14,0 %. Les dates d'échéance de ces placements s'étendent du 15 juin 2006 au 2 juin 2009.

3. Marge de crédit

Au début de janvier 2002, la Commission a négocié une marge de crédit d'exploitation de 20 000 000 \$ auprès de l'Office ontarien de financement (OOF), laquelle a été augmentée à 22 000 000 \$ plus tard au cours de la même année. De ce montant, 18 000 000 \$ ont été utilisés à la fin de 2003 (12 000 000 \$ en 2002). La Commission dispose de plus d'une marge de crédit renouvelable de 5 000 000 \$ auprès de l'OOF. De ce montant, 5 000 000 \$ ont été utilisés à la fin de 2003 (5 000 000 \$ en 2002). Ces deux marges de crédit portent intérêt au taux d'emprunt en vigueur dans la province de l'Ontario, plus 25 points de base en fonction de la date de chacune des avances.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

4. Avantages sociaux futurs

La Commission agit en tant qu'administrateur de son régime de retraite contributif, lequel couvre pour tous les employés permanents. Les actifs du régime de retraite sont principalement des constitués de titres négociables, d'obligations foncières, de sociétés et d'état, lesquels sont placés par des investisseurs professionnels.

L'obligation au titre des prestations constituées, figurant dans le passif, comprend les indemnités pour accidents du travail au montant de 10 953 000 \$ (12 608 000 \$ en 2002). Ce montant provient des plus récents calculs actuariels fournis par la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail (CSPAAT) au 31 décembre 2002. L'évaluation au 31 décembre 2003 n'était pas disponible à la date de la préparation des états financiers. La direction est d'avis que le solde au 31 décembre 2003 ne comportera pas de différences significatives.

a. Actifs au titre des prestations constituées

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Obligations au titre des prestations constituées	365 788 000 \$	349 450 000 \$
Juste valeur des actifs des régimes	434 359 000	407 558 000
Surplus	68 571 000	58 108 000
Actifs au titre des prestations constituées		
- début d'exercice	131 530 000	130 174 000
(Dépenses) recouvrement	(3 060 000)	1 251 000
Cotisations	148 000	105 000
Actifs au titre des prestations constituées		
- en fin d'exercice	128 618 000 \$	131 530 000 \$

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

4. Avantages sociaux futurs (suite)

b. Obligation au titre des prestations constituées

	2003	2002
Obligations au titre des prestations constituées (ne comprend pas le CSPAAT)	45 342 000 \$	42 047 000 \$
Valeur marchande des actifs des régimes	-	-
Passif non capitalisé	45 342 000	42 047 000
Passif au titre des prestations constituées		
- début d'exercice	53 720 000	51 326 000
Dépense	1 996 000	3 932 000
Cotisations	(1 566 000)	(1 538 000)
Passif au titre des prestations constituées		
- en fin d'exercice	54 150 000 \$	53 720 000 \$

c. Composantes de la charge nette de retraite (recouvrement)

	2003	2002
Coût des services rendus	7 240 000 \$	6 806 000 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	22 490 000	21 978 000
Rendement prévu des actifs du régime	(29 771 000)	(30 912 000)
Amortissement net pour l'exercice	3 101 000	877 000
	3 060 000 \$	(1 251 000) \$

d. Composantes de la charge nette au titre des autres régimes

	2003	2002
Coût des services rendus	(844 000) \$	1 207 000 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	2 840 000	2 725 000
	1 996 000 \$	3 932 000 \$

e. Moyenne pondérée des hypothèses

Taux d'actualisation - régime de retraite	6,25	6,50
Taux d'actualisation - autres régimes	6,50	6,75
Taux de rendement à long terme des actifs du régime	7,50	7,25
Taux de croissance hypothétique de la rémunération	4,00	4,00
Taux d'augmentation des frais médicaux	4,50 % à 9,0 %	4,5 % à 9,0 %

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

5. Dette à long terme

	2003	2002
a. Prêt de l'Office ontarien de financement, portant intérêts au taux annuel de 5,64 %, remboursable par versements mensuels de 43,000 \$ en capital et intérêts à compter du 1 ^{er} mai 1998, pour une période de 10 ans.	1 980 000	2 374 000 \$
Prêt de l'Office ontarien de financement, portant intérêts au taux annuel de 5,60 %, remboursable par versements mensuels de 156 000 \$ en capital et intérêts à compter du 1 ^{er} janvier 2000, pour une période de 15 ans.	15 370 000	16 358 000
Prêt de l'Office ontarien de financement, portant intérêts au taux annuel de 6,37 %, remboursable par versements mensuels de 109 000 \$ en capital et intérêts à compter du 1 ^{er} septembre 1999, pour une période de 15 ans.	10 161 000	10 809 000
Actif financé par le vendeur, ne portant aucun intérêt et remboursable sur 8 ans, conformément aux conditions du contrat d'achat.	988 000	1 160 000
	28 499 000	30 701 000
Moins - portion courante	2 276 000	2 223 000
	<u>26 223 000 \$</u>	<u>28 478 000 \$</u>

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

5. Dette à long terme (suite)

Les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite s'élèvent à :

2003	2 276 000 \$
2004	2 404 000
2005	2 540 000
2006	2 683 000
2006	2 486 000
Par la suite	<u>16 110 000</u>
	<u>28 499 000 \$</u>

b. L'investissement par la province de l'Ontario comprend un prêt sans intérêt de 35 208 000 \$, lequel ne comporte aucune période de remboursement spécifique dictée par la province de l'Ontario et a été reclassé, il y a deux ans, Investissement par la Province de l'Ontario. Cette approche a été entreprise afin d'être en accord avec le prêt présenté dans les états financiers consolidés de la province de l'Ontario. Ayant admis la nature subventionnelle du prêt, la province a classé celui-ci à titre de placement de participation dans la Commission.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

6. Remboursement du gouvernement

- a. Conformément au protocole d'entente entre la Commission et le ministère du Développement du Nord et des Mines, certaines opérations de la Commission ont été désignées non commerciales. La Commission et le ministère ont conclu des ententes annuelles qui fixent le montant de la contribution que la province de l'Ontario fournira à chaque exercice. À compter de 2002 le gouvernement provincial a commencé à dédommager entièrement pour les pertes encourues au sein du service de trains de passagers.

En vertu de l'article 270 de la Loi sur les chemins de fer, une partie de la perte d'exploitation du service de trains de passagers entre North Bay et Toronto est remboursée par l'Office national des transports du Canada. Le gouvernement fédéral a révoqué la Loi sur les chemins de fer et l'a remplacée par la Loi canadienne du transport. Les négociations entre la Commission et Transport Canada ont pris fin en 1996. Le montant annuel du remboursement a été fixé à 2 500 000 \$ sur une période de 5 ans, prenant fin en 2001. Des ententes temporaires ont été conclues au cours des deux dernières années afin de prolonger l'entente initiale susmentionnée et ce, selon les mêmes modalités et sur une base annuelle.

Les détails du remboursement du gouvernement sont les suivants :

	2003	2002
De la province de l'Ontario :		
Chemin de fer - Services aux passagers et succursale de Moosonee	17 928 000 \$	17 427 000 \$
Services maritimes (Moosonee)	73 000	73 000
Activités abandonnées (Note 12)	-	928 000
	18 001 000	18 428 000
De Transport Canada :		
Opérations de l'année en cours	2 500 000	2 500 000
	20 501 000 \$	20 928 000 \$

La Commission compte sur ces remboursements pour poursuivre ses opérations non commerciales.

- b. En plus des sommes contribuées par la province, la Commission a reçu 1 744 000 \$ durant l'année d'exercice en cours relié à l'approbation unique de financer des dépenses en immobilisations pour O.N. Tel Inc. au montant de 3 000 000 \$.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

7. Revenus de télécommunications

La division des télécommunications de la Commission a conclu une convention de trafic avec Bell Canada permettant des échanges de service entre ces deux entreprises et un règlement quant au trafic interurbain circulant sur les réseaux de ces deux entreprises. Au cours de l'exercice 2002 et 2003, les tarifs d'accès chargés par les exploitants de centraux urbains étaient basés sur une décision provisoire rendue par le CRTC vers la fin de 2001, laquelle ne devrait pas être finalisée par le CRTC avant 2004. Conformément aux conventions comptables de la Commission, tout ajustement des recettes ou des coûts, positif ou négatif, doit être comptabilisé durant l'année pendant laquelle ils sont connus et estimables.

8. Éventualités et engagements

Certaines demandes en dommages et intérêts ont été déposées contre la Commission. Quoi qu'il en soit, ces dommages ne peuvent être estimés présentement. La Commission est de plus d'avis que ces réclamations pourraient être sans fondement ou qu'elles pourraient être couvertes au titre d'une assurance quelconque, une fois la franchise de 2 000 000 \$ appliquée. En cas de pertes, le montant pourrait être imputé aux opérations une fois celui-ci établi.

En 1998, une réclamation de 3 000 000 \$ a été présentée à l'Agence nationale de transport en vue du remboursement partiel de la réduction de la valeur de l'actif en matériel ferroviaire voyageurs. Ne pouvant pas, pour l'instant, déterminer la probabilité de succès de cette réclamation, nous n'avons pas comptabilisé la somme correspondante dans les présents états financiers.

La Commission a signé des contrats de location exploitation reliés principalement aux véhicules de transport ferroviaire, à l'équipement informatique, au matériel roulant et autres. La direction est d'avis que, dans l'ensemble, les frais annuels qui découlent de ces contrats de location exploitation n'affectent pas la Commission de façon significative.

La Commission est également liée par certaines ententes de sécurité d'emploi pour un nombre important de ses employés syndiqués.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

9. Instruments financiers

Les instruments financiers de la Commission sont composés d'encaisse et de fonds en banque, de placements à terme du fonds d'autoassurance, des comptes à recevoir, découvert en banque, marge de crédit, des comptes à payer et des dettes à long terme. À moins d'avis contraire, la direction est d'avis que ces instruments financiers n'exposent nullement la Commission à des risques considérables sur le plan des taux d'intérêts, de change ou de crédit.

10. Transactions entre apparentés

Au cours de l'année, la Commission a facturé le fonds de retraite contributif de la ONTC la somme de 189 000 \$ (296 000 \$ en 2002) en frais de soutien financier et administratif.

11. Dépendance économique

Au cours de l'année 2003, 45 % des recettes de la division des Services ferroviaires (47 % en 2002) provenaient de trois clients majeurs.

12. Activités abandonnées

La Commission a mis en œuvre un des éléments de la Phase 1 des recommandations du Programme d'amélioration du service, soit la réorganisation de l'Owen Sound Transportation Company, Limited (OSTC), filiale à part entière de la Commission. Cette réorganisation entrait en vigueur le 1^{er} avril 2002, suite à la vente d'actions de la OSTC à la province de l'Ontario et ce, sans apport, gain ni perte pour la Commission. Les opérations de l'île Pelée ont de plus été assumées par la OSTC.

Commission de transport Ontario Northland

Notes complémentaires aux états financiers consolidés

Le 31 décembre 2003

12. Activités abandonnées (suite)

Les données financières choisies en rapport avec les Services maritimes sont les suivantes :

	2003	2002
Services maritimes (Owen Sound)		
Revenus de ventes	- \$	2 000 \$
Remboursement du gouvernement (Note 6)	-	928 000
Revenus d'exploitation	-	930 000
Dépenses d'exploitation	-	929 000
Bénéfice d'exploitation	-	1 000
Amortissement	-	1 000
Bénéfice net d'exploitation	-	-
Services maritimes (Peelee Island)		
Revenus de ventes	-	583 000
Dépenses d'exploitation	-	530 000
Bénéfice net d'exploitation	-	53 000
Bénéfices nets provenant d'activités abandonnées	- \$	53 000 \$

Les flux de trésorerie des Services maritimes sont les suivants :

	2003	2002
Activités d'exploitation	- \$	54 000 \$
Activités d'investissement	-	-
Activités de financement	-	-

13. Événements postérieur au bilan

En mars 2004, la Commission a reçu du gouvernement la permission de prolonger l'offre de retraite anticipée de février 2004 pour environ 220 membres du personnel. Dans l'éventualité où tous les membres admissibles acceptent les modalités de l'offre, la Commission peut s'attendre à des dépenses supplémentaires de l'ordre de 47 000,000 \$ pour l'année d'exercice 2004, ainsi qu'à une réduction / une augmentation compensatoire de l'actif et du passif des prestations constituées respectivement. Au moment de la préparation des présents états financiers, nous ne connaissons pas le nombre de membres prévoyant participer au titre de cette offre.

Commission de transport Ontario Northland

Rapport sur les employés dont le salaire excède 100 000 \$

Le 31 décembre 2003

Nom	Poste	Salaire	Avantages sociaux imposables
R M Thompson	Avocat	\$ 132,216	\$ 728
S G Carmichael	Vice-président – Services de transport	\$ 127,494	\$ 728
J K G Donnelly	Vice-président - Finance & administration	\$ 125,348	\$ 711
R J Cushing	Vice-président intérimaire - O.N. Tel	\$ 119,379	\$ 586
C M Boston	Vice-président - Stratégie de l'entreprise		
	Développement et Amélioration du service	\$ 118,867	\$ 630
D Church	Agent de train	\$ 118,708	\$ 104
C Cozac	Mécanicien	\$ 117,605	\$ 104
B R Wheeler	Directeur - Développement du produit	\$ 116,972	\$ 672
L Y Picard	Chef de train	\$ 116,272	\$ 104
D R Wood	Mécanicien de locomotives	\$ 114,946	\$ 104
C E Corley	Agent de train	\$ 114,209	\$ 104
K O'Grady	Mécanicien	\$ 114,045	\$ 104
M G Marshall	Mécanicien	\$ 113,183	\$ 104
M J Kenney	Mécanicien	\$ 111,352	\$ 104
K L Archer	Mécanicien	\$ 110,610	\$ 104
W A Quevillon	Agent de train	\$ 109,591	\$ 104
B R Hofferd	Mécanicien	\$ 109,005	\$ 104
S D Gowlett	Agent de train	\$ 108,414	\$ 104
G Seguin	Mécanicien	\$ 108,218	\$ 104
B Lacharity	Agent de train	\$ 107,597	\$ 104
W D Sykes	Mécanicien	\$ 107,310	\$ 104
D R Church	Agent de train	\$ 106,635	\$ 104
D W Hueston	Agent de train	\$ 104,575	\$ 104
J D Mudrick	Agent de train	\$ 104,196	\$ 104
C G Yantha	Mécanicien	\$ 104,087	\$ 104
P Grant	Mécanicien	\$ 103,891	\$ 104
T A O'Grady	Directeur, Liaison ferroviaire et règlements	\$ 102,896	\$ 96
W E Routledge	Agent de train	\$ 102,533	\$ 104
E Marasco	Directeur principal, Voies et structures	\$ 101,993	\$ 545
J L Miller Jr	Agent de train	\$ 102,091	\$ 104
B D Hagar	Agent de train	\$ 102,035	\$ 104
C G Knight	Mécanicien	\$ 101,582	\$ 104
J A Fearnley	Mécanicien	\$ 101,503	\$ 104
J L Thib	Surintendant, Exploitation ferroviaire	\$ 100,235	\$ 545

COMMISSION DES PARCS DU NIAGARA

RAPPORT DE LA DIRECTION

La direction de la Commission des parcs du Niagara est responsable de la préparation des états financiers afférents.

Elle a dressé ces états financiers conformément aux conventions comptables généralement acceptées au Canada. Ces états financiers ne sont pas précis étant donné qu'ils comportent certains montants fondés sur des estimations et des jugements faits par la direction. Celle-ci a établi ces montants de façon raisonnable pour s'assurer que les états financiers sont présentés fidèlement à tous égards importants.

La Commission utilise un système de contrôle comptable et administratif interne conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, et que l'actif de la Commission est comptabilisé de manière appropriée et fait l'objet d'une protection suffisante.

Les membres désignés de la Commission ont la responsabilité de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière d'information financière et sont les ultimes responsables de l'examen et de l'approbation des états financiers.

La Commission se réunit périodiquement avec la direction pour discuter des mécanismes de contrôle interne du processus d'infor-

mation financière, de questions de vérification et d'information financière, et pour s'assurer que chaque partie s'acquitte comme il se doit de ses responsabilités.

Les états financiers ont été vérifiés par Crawford, Smith et Swallow, comptables agréés, s.r.l., vérificateurs externes, selon les normes de vérification généralement acceptées au Canada, au nom de la Commission, du Ministre du Tourisme et Récréatif et du vérificateur provincial. Crawford, Smith et Swallow, comptables agréés, s.r.l., ont eu un accès entier et sans entraves à la Commission.



John A. M. Kernahan
Directeur général

Le 16 janvier 2004



Neil McDougall, CMA
Administrateur principal, Services Corporatifs

Le 16 janvier 2004

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

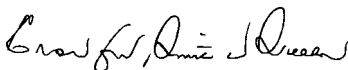
À la Commission des parcs du Niagara, au Ministre du Tourisme et Récréatif et au vérificateur provincial

Conformément à la Loi sur les parcs du Niagara, laquelle indique que la Commission des parcs du Niagara, un organisme de la Couronne, fait l'objet d'une vérification par le vérificateur provincial ou par un vérificateur désigné par le lieutenant-gouverneur en conseil, nous avons vérifié le bilan de la Commission des parcs du Niagara au 31 octobre 2003 et les états d'exploitation, de l'avoir et des mouvements de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des

montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de la Commission au 31 octobre 2003 les résultats de son fonctionnement et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.



Crawford, Smith et Swallow
Chartered Accountants LLP
Le 16 janvier 2004 Niagara Falls, Ontario

BILAN ~ au 31 octobre 2003

ÉTAT 1

<i>(dans des milliers de dollars)</i>		
Actif	2003	2002
	\$	\$
Actif à court terme		
Encaisse	1 589	1 263
Comptes débiteurs	2 755	3 199
Stocks		
Articles vendables	4 965	4 240
Fournitures d'entretien et autres	1 326	1 329
Frais payés d'avance	339	290
	10 974	10 321
Immobilisations - note 2	134 326	137 108
	145 300	147 429
Passif et avoir		
Passif et avoir		
Prêt bancaire - note 3	13 000	6 000
Comptes créditeurs	4 300	5 267
Traitements et salaires dûs	1 946	1 367
Portion actuelle du financement à long terme	59	
	19 305	12 634
Financement à long terme - note 4	45	
Prestations après-mandat - note 5	2 931	2 780
Engagements - note 9		
Faux frais - note 10		
Avoir - État 2	123 019	132 015
	145 300	147 429

Voir notes afférentes

Signataires au nom de la Commission :



Président par intérim



Commissaire

AVOIR ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

ÉTAT 2

	<i>(dans des milliers de dollars)</i>	
	2003	2002
	\$	\$
Avoir au début de l'exercice	132 015	130 376
Revenu net (perte) pour l'année - État 3	(8 996)	1 639
Avoir à la fin de l'exercice	123 019	132 015

Voir notes afférentes

EXPLOITATION ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

ÉTAT 3

	(dans des milliers de dollars)	
	2003	2002
	\$	\$
Recettes		
Boutiques de cadeaux, restaurants et attractions - Annexe 1	57 796	74 363
Loyers fonciers	5 572	5 416
Commissions, loyers et frais	2 078	2 891
Différence de change nette sur devises américaines	396	691
Gain net sur la vente d'actifs immobilisés	22	176
Recettes diverses	28	17
	65 892	83 554
Charges		
Boutiques de cadeaux, restaurants et attractions - Annexe 1		
Coût d'acquisition des articles vendus	11 453	15 615
Frais d'exploitation	30 162	34 403
Entretien	15 838	16 977
Frais généraux et d'administration	5 527	5 166
Marketing et publicité	2 652	2 623
Service à la clientèle	319	383
	65 951	75 167
Revenu net (perte) pour l'année, avant les articles non notés	(59)	8 387
Autres articles		
Dépense d'intérêt - nette - note 6	587	479
Dépréciation - note 7	6 936	6 269
	7 523	6 748
Revenu net (perte) avant les articles non récurrents	(7 582)	1 639
Articles non récurrents - note 8	(1 414)	
Revenu net (perte) pour l'année	(8 996)	1 639

Voir notes afférentes

MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

ÉTAT 4

	<i>(dans des milliers de dollars)</i>	
	2003	2002
	\$	\$
Activités d'exploitation		
Revenu net (perte) pour l'année	(8 996)	1 639
Imputations aux recettes ne nécessitant aucun décaissement		
- changement des avantages postérieurs à l'emploi	151	208
- amortissement	7 150	6 478
- gain net sur la vente d'actifs immobilisés	655	(176)
	(1 040)	8 149
Écart net des soldes des fonds de roulement en nature lié à l'exploitation - note 11	(714)	(3 746)
Fonds découlant (utilisé) des activités d'exploitation	(1 754)	4 403
Activités d'investissement		
Aquisitions d'actifs immobilisés	(4 951)	(7 528)
Produits de la vente d'actifs immobilisés	31	194
Fonds utilisés pour les activités d'investissement	(4 920)	(7 334)
Activités de financement		
Augmentation du prêt avec la banque	7 000	3 000
Remboursement de la dette à long terme		(300)
Fonds fournis par les activités de financement	7 000	2 700
Augmentation (baisse) de la position de trésorerie	326	(231)
Postition de trésorerie au début de l'exercice	1 263	1 494
Postition de trésorerie à la fin de l'exercice	1 589	1 263

Voir notes afférentes

EXPLOITATION ~ Boutiques de cadeaux, restaurants et attractions pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

ANNEXE 1

	(dans des milliers de dollars)	
	2003	2002
	\$	\$
Recettes		
Souvenirs, porcelaines et cartes postales	15 783	23 382
Aliments et boissons non alcooliques	12 262	16 438
Bière, boissons alcooliques et vin	2 061	2 325
Confiserie	2 144	3 116
Tarifs et admissions	23 237	26 499
Locations	873	1 023
Divers	1 436	1 580
	57 796	74 363
Coûts d'acquisitions des produits vendus		
Souvenirs, porcelaines et cartes postales	5 855	8 658
Aliments et boissons non alcooliques	3 514	4 462
Bière, boissons alcooliques et vin	581	662
Confiserie	865	1 217
Divers	638	616
	11 453	15 615
Bénéfices bruts	46 343	58 748
Frais d'exploitation		
Traitements et salaires	12 802	14 837
Avantages sociaux	2 517	2 630
Publicité	993	1 387
Combustible, électricité, eau et buanderie	1 293	1 374
Frais généraux	3 963	4 468
Maintenance des bâtiments, du matériel et des véhicules	2 356	2 645
Entretien des terrains	3 438	4 693
Subventions tenant lieu de taxes municipales	870	823
Dépenses de centre de distribution	1 930	1 546
	30 162	34 403
Recettes nettes avant amortissement	16 181	24 345
Amortissement de l'actif productif de recettes	3 857	3 323
Recettes nettes moins toute tranche des Frais administratifs généraux de la Commission	12 324	21 022

Voir notes afférentes

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

1. Principales conventions comptables**Méthode comptable**

Les états financiers de la Commission des Parcs du Niagara (la « Commission ») sont les représentations de la gestion dressées conformément aux principes comptables généralement acceptés au Canada et uniformément appliqués. Vu qu'une détermination précise de nombreux éléments d'actif et de passif est fonction d'événements futurs, la préparation d'états financiers périodiques repose nécessairement sur des estimations et des approximations. Celles-ci ont été faites à partir d'un jugement consciencieux exercé en tenant compte de l'information disponible. De l'avis de la direction, les états financiers ont été dressés de façon appropriée dans les limites raisonnables de l'importance relative et dans le cadre des conventions comptables résumées ci-dessous :

Stocks

Les inventaires de marchandise vendable sont valorisés à un prix au-dessous de la moyenne et de la valeur nette réalisable.

Le 1er novembre, 2002, la Commission a changé la méthode de fixer les prix de l'inventaire de marchandise au détail à partir du premier rentré, premier sorti (PRPS) au coût de moyenne. Il n'y a pas d'effet significatif sur le revenu net de l'année actuelle.

Immobilisations

Toutes les immobilisations sont comptabilisées au coût d'acquisition. La comptabilisation de l'amortissement est linéaire, à des taux de 2,5 à 20 pour cent pour les bâtiments, la voirie et les structures, de 10 à 25 pour cent pour le matériel et les fournitures et de 8 à 40 pour cent pour les véhicules.

2. Immobilisations*(dans des milliers de dollars)*

	Coût	Amortissement cumulé	2003	2002
	\$	\$	\$	\$
Terrain	13 555	—	13 555	13 555
Améliorations de terrain	17 091	—	17 091	17 091
Bâtiments, voirie et structures	141 735	49 933	91 802	94 141
Matériel et mobilier	25 978	16 604	9 374	9 947
Véhicules	8 204	6 994	1 210	1 193
	206 563	73 531	133 032	135 927
Travaux d'immobilisations en cours	1 294	—	1 294	1 181
	207 857	73 531	134 326	137 108

3. Prêt de la banque

Les installations de prêts de banque qui ont une capacité d'emprunt minimale de 25 000 000 \$ fournissent deux types de prêts. Il y a l'option de taux variables avec un taux qui varie avec le taux d'intérêt préférentiel de la Banque de Montréal et il y a une installation de prêt d'opération à taux fixe qui est disponible pour des termes de 30/60/90/180 ou 364 journées à des taux qui sont réglés en relation aux taux d'acceptation du banquier. Le 31 octobre, 2003, il y a eu un prêt à taux fixe de 10 000 000 \$ à un intérêt de 3,84% qui arrive à sa maturité le 27 avril, 2004. La Commission a posé sa candidature pour un décret provenant de la Province de l'Ontario pour avoir la capacité d'emprunt maximale élevée à 35 000 000 \$. Depuis le moment de la date du rapport de vérification, cette approbation n'a pas été honorée.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

4. Financement à long terme

(dans des milliers de dollars)

	2003	2002
	\$	\$
La Commission a une obligation sous le contrat de location acquisition, portant l'intérêt de zéro, qui exige des paiements mensuels de 5 279 \$ jusqu'au mois d'août, 2005, sécurisé par l'équipement avec une valeur comptable nette de 107 086 \$	104	
La portion minimale est dû dans l'espace d'une année	59	
	45	

Les paiements principaux de l'obligation sous le contrat de location acquisition est à payer comme suit :

(dans des milliers de dollars)

	\$
2004	59
2005	45

5. Prestations après-mandat

La Commission fournit un bénéfice pour l'avenir de l'employé défini, payable à la résiliation du contrat de travail, offert à certains employés à temps plein avec un minimum de cinq années de service. Le bénéfice est calculé basé sur une semaine de rémunérations, au moment de la résiliation du contrat de travail, pour chaque année de service à temps plein fournit pour la Commission. Voir note 13 pour obtenir d'autres bénéfices à la fin du contrat de travail.

Information définie sur régime de prestations

(dans des milliers de dollars)

	2003	2002
	\$	\$
Atouts pour régime de prestations de l'employé	—	—
Engagements de régime de prestations de l'employé	2 931	2 780
Déficit de régime de prestations de l'employé	2 931	2 780
Obligation de prestation reconnue sur le bilan		
Obligation de prestation, début de l'année	2 780	2 571
Dépense pour l'année	352	342
Prestations payées pendant l'année	(201)	(133)
Obligation prestation, fin de l'année	2 931	2 780

Les hypothèses actuarielles principales utilisées pour l'évaluation du régime de prestation sont les suivantes :

Taux d'intérêt (rabais) – L'obligation accrue à partir et les dépenses ont été déterminés en employant un taux d'escompte de 6%.

Niveaux des salaires – Les niveaux des salaires à l'avenir sont prévus d'accroître de 4% par année.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

6. Dépense d'intérêt*(dans des milliers de dollars)*

	2003	2002
	\$	\$
Revenu d'intérêt	(46)	(64)
Dépense d'intérêt du prêt	633	543
	587	479

7. Dépréciation*(dans des milliers de dollars)*

	2003	2002
	\$	\$
Amortissement de l'actif productif de recettes	3 857	3 323
Amortissement de l'actif non productif de recettes	3 079	2 946
	6 936	6 269

8. Articles non récurrents

La Commission a entrepris une restructuration organisationnelle significative qui a abouti dans l'élimination de plusieurs positions. Les coûts de continuation de salaire et de mise à fin liés à cette question ont équivalu à une somme de 550 000 \$.

Une étude compréhensive pour la direction de l'avenir de la Commission fut complétée pendant l'année, rendant certains travaux capitaux en progrès redondants. La radiation de ces travaux capitaux en progrès et d'autres biens qui furent obsolètes mais pas complètement dépréciés ont totalisé 730 000 \$.

La résolution d'un usage d'eau disputé et la question de la facturation furent finalisées pendant l'année à un coût de 134 000 \$.

9. Engagements

La Commission s'est engagée à dépenser approximativement 1 900 000 \$ en projets d'immobilisations au cours du prochain exercice.

10. Faux Frais

La commission est engagée dans une instance judiciaire ayant trait à certaines demandes d'indemnisation pour lesquelles il est impossible de déterminer la probabilité de perte ni le montant raisonnablement estimable. En conséquence, les états financiers ne tiennent compte d'aucune provision pour ces demandes d'indemnisation.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

11. Mouvements de trésorerie

Parmi les écarts des éléments du fonds de roulement, on trouve les suivantes :

(dans des milliers de dollars)

	2003	2002
	\$	\$
Comptes débiteurs	604	931
Stocks	(723)	(797)
Frais payés d'avance	(48)	(169)
Comptes créditeurs et traitements et salaires dûs	(1 097)	(3 711)
Augmentation de la disjonction	550	
	(714)	(3 746)

Acquisition de biens fixes

Pendant l'année, les biens fixes furent obtenus à un coût déterminé de 5 055 371 \$ desquels 104 112 \$ fut obtenu par des moyens de contrats de location acquisition. Les paiements en argent liquide de 4 951 259 ont été réalisés pour acheter les biens fixes.

Intérêts

	2003	2002
	\$	\$
Intérêt reçu	46	64
Intérêt payé	633	535

12. Bail d'exploitation

La Commission loue des véhicules, équipement et prémisses sous le programme de bail d'exploitation qui expire à travers les années jusqu'en 2008. L'obligation totale sous le programme de bail d'exploitation équivaut 1 687 795 \$.

Paievements à l'avenir pour chacune des cinq prochaines années sont les suivantes :

(dans des milliers de dollars)

	\$
2004	791
2005	632
2006	111
2007	97
2008	57

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS ~ pour l'exercice se terminant le 31 octobre 2003

13. Autres prestations après-mandat

La Commission verse pour tous ses employés permanents (et non permanents participants) des cotisations au Régime de retraite de la fonction publique et au Régime de retraite du Syndicat des employés de la fonction publique de l'Ontario (SEFPO). Ceux-ci sont des régimes pour plusieurs employés. Ces plans sont expliqués en tant que plans de contribution, puisque la Commission n'a pas assez d'information pour appliquer un plan de bénéfices défini expliquant ces plans de pension.

Les obligations de la Commission au titre des régimes de retraite de la fonction publique et du SEFPO étaient de 1 505 751 \$ (1 214 516 \$ en 2002) et sont incluses dans les postes « Frais généraux et d'administration » dans l'état des opérations et « Avantages sociaux des employés » dans l'annexe sur l'exploitation des boutiques de cadeaux, restaurants et attractions.

Le coût pour après-mandat, prestations non-liées à la retraite sont payées par le Secrétariat du Conseil de gestion et ne sont pas compris dans le compte d'exploitation générale.

Voir note 5 pour des détails définis sur le régime de prestations pour l'avenir de l'employé.

14. Instruments financiers et la gestion de risque

Juste valeur

Les outils financiers de la Commission comprennent l'argent liquide, les comptes clients, les prêts de la banque, les comptes fournisseurs et des augmentations de salaire. La valeur comptable de ces outils s'approche à leur juste valeur, grâce aux liquidités immédiates ou à court terme.

Risque de crédit

La clientèle de la Commission l'expose à un risque de crédit. Toutefois, la concentration du risque de crédit est réduite au minimum en raison du nombre élevé de clients.

Risque de change

La Commission réalise approximativement 16,0 % de ses ventes en devises étrangères (16,3 % en 2002). Par conséquent, certains éléments d'actif et recettes sont exposés à la fluctuation des devises étrangères.

Risque de flux monétaire

La Commission possède un prêt de banque payable à taux variable avec un intérêt qui varie selon le taux d'intérêt préférentiel. Par conséquent, la Commission est exposée à des risques de flux monétaires liés à des risques de flux monétaires liés à des fluctuations potentielles dans les taux d'intérêt du marché.

15. Opérations entre apparentés

La commission exerce une influence significative sur la Fondation des parcs du Niagara (la « Fondation ») en vertu de son habilité d'appointer certains des Directeurs du conseil d'administration de la Fondation. La Fondation est incorporée sous la loi des Corporations d'Ontario et consiste en une charité enregistrée sous la Loi de l'impôt sur le revenu. Le but de la fondation est de promouvoir des initiatives de conservation, environnementales historiques, arts du spectacle et musicales dans le territoire de la Commission des parcs du Niagara. Les ressources nettes de la Fondation équivalent à 44 391 \$ (42 158 \$ en 2002). Au cours de l'année, la Commission a dépensé 6 631 \$ (32 668 \$ en 2002) de l'argent de la Fondation. Ces montants dépensés ont compris le logiciel informatique, les frais professionnels et les frais téléphoniques.

L'actif net est résultants des opérations de la Fondation ne sont pas compris dans les déclarations financiers séparées de la Fondation sont disponibles sur demande.

16. Fonds excédentaires

Conformément à l'article 16(2) de la Loi sur les parcs du Niagara, tous les fonds excédentaires sont versés au ministre des Finances sur ordre du lieutenant gouverneur en conseil en font partie du trésor.

DIVULGATIONS DE SALAIRES POUR LE SECTEUR PUBLIC

Employés touchant 100 000 \$ ou plus en 2002

Prépare conformément à la loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public.

Registre des salaires et prestations des employés pour l'année 2002

Nom	Poste	Salaire versé	Avantages imposables
John Kernahan	Directeur général	131 864,36 \$	8 695,07 \$
Robert Brooker	Directeur général adjoint	123 194,64 \$	355,71 \$
Robert McIlveen	Administrateur principal - Services Communnautaires	103 425,65 \$	231,19 \$
Nicholas Murphy	Administrateur principal - Services techniques	103 425,65 \$	231,19 \$
Alois Pold	Administrateur principal - Services d'alimentation	103 425,65 \$	926,69 \$
Joel Noden	Administrateur principal - Détail, attractions et héritage	103 425,65 \$	231,19 \$
Murray Mold	Administrateur principal Développement d'entreprise et commercialisation	101 486,24 \$	231,19 \$

HYDRO ONE INC. RAPPORT DE LA DIRECTION

La responsabilité des états financiers consolidés ci-joints de Hydro One Inc. («Hydro One» ou la «société») incombe à la direction. Ces états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Hydro One applique les principes comptables appropriés à ses activités. Les principales conventions comptables suivies par la société sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables présenté à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers comporte nécessairement l'utilisation d'estimations fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude avant les périodes à venir. Les états financiers consolidés ont été dressés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles au 11 février 2004.

La direction maintient un système de contrôles internes visant à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations financières fiables sont disponibles en temps opportun. Le système comporte des politiques et des procédés officiels ainsi qu'une structure organisationnelle prévoyant une délégation des pouvoirs et une division des responsabilités appropriées. Des vérificateurs internes évaluent de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présentent leurs constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été examinés par Ernst & Young s.r.l., les vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus. Le rapport des vérificateurs, figurant à la page 21 dans le présent rapport annuel, fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'entremise de son comité de vérification et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification et des finances rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que chaque groupe remplit ses tâches respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont librement et directement accès au comité de vérification et des finances, avec ou sans la présence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,



Tom Parkinson
Président et chef de la direction



Ken Hartwick
Chef des finances

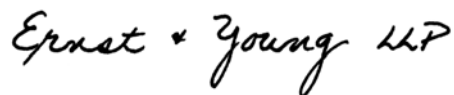
**HYDRO ONE INC.
RAPPORT DES VÉRIFICATEURS**

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la «société») aux 31 décembre 2003 et 2002 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2003. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2003 et 2002 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2003 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.



Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés
Toronto, Canada

le 11 février 2004

HYDRO ONE INC. ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Produits		
Transport (note 15)	1 298	1 317
Distribution (note 15)	2 734	2 682
Divers	26	32
	4 058	4 031
Charges		
Achats d'électricité (note 15)	1 872	1 858
Exploitation, entretien et administration (note 12)	795	832
Amortissement (note 3)	454	411
	3 121	3 101
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	937	930
Charges de financement (notes 4 et 15)	348	353
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	589	577
Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés (notes 5 et 15)	193	233
Bénéfice net	396	344
Résultat par action ordinaire de base et dilué (en dollars canadiens) (note 14)	3 779	3 258

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Bénéfices non répartis au 1 ^{er} janvier	502	357
Bénéfice net	396	344
Dividendes (note 14)	(244)	(192)
Distribution à l'actionnaire (note 6)	-	(7)
Bénéfices non répartis au 31 décembre	654	502

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC. BILANS CONSOLIDÉS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Actif		
Actif à court terme		
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses de 18 millions de dollars; 16 millions de dollars en 2002)	616	646
Matières et fournitures	45	55
	661	701
Immobilisations (<i>note 6</i>)		
Immobilisations en service	14 362	13 790
Moins : amortissement cumulé	5 175	4 859
	9 187	8 931
Construction en cours	278	300
	9 465	9 231
Autres actifs à long terme		
Actif de retraite reporté (<i>note 10</i>)	584	742
Actif réglementaire (<i>note 7</i>)	421	570
Écart d'acquisition	133	133
Débiteurs à long terme et autres actifs	20	28
Coûts de la dette reportés	22	17
	1 180	1 490
Total de l'actif	11 306	11 422

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.

BILANS CONSOLIDÉS (suite)

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Passif		
Passif à court terme		
Dettes bancaires	37	35
Créditeurs et charges à payer (note 15)	620	576
Intérêts courus	38	53
Billets à court terme à payer (note 8)	25	579
Tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme (note 8)	472	651
	1 192	1 894
 Dette à long terme (note 8)	 4 539	 3 938
 Autres passifs à long terme		
Passif réglementaire (note 7)	584	742
Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite (note 10)	597	540
Passifs environnementaux (note 11)	69	140
Créditeurs à long terme et charges à payer	34	29
	1 284	1 451
Total du passif	7 015	7 283
 Éventualités et engagements (notes 9, 17 et 18)		
 Capitaux propres (note 14)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	654	502
Total des capitaux propres	4 291	4 139
Total du passif et des capitaux propres	11 306	11 422

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



Rita Burak
Présidente du conseil



Eileen Mercier
Présidente du comité de vérification et des finances

HYDRO ONE INC.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	396	344
Rajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	417	384
Amortissement de l'escompte	60	-
Comptes d'écart liés au règlement de détail	21	(36)
	894	692
Variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation (note 16)	138	(200)
Flux de trésorerie nets liés à l'exploitation	1 032	492
Activités de financement		
Dette à long terme :		
Émise	1 250	500
Remboursée	(879)	(443)
Résiliation de la vente à terme	(12)	-
Billets à court terme à payer	(554)	169
Dividendes versés	(244)	(192)
Coûts de la dette reportés	(1)	6
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(440)	40
Activités d'investissement		
Immobilisations	(597)	(570)
Produit de la cession (note 13)	-	50
Autres actifs	3	(23)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(594)	(543)
Variation nette des espèces et quasi-espèces	(2)	(11)
Espèces et quasi-espèces au 1 ^{er} janvier	(35)	(24)
Espèces et quasi-espèces au 31 décembre (note 16)	(37)	(35)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC. NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. CONSTITUTION ET DÉBUT DES ACTIVITÉS

Hydro One Inc. («Hydro One» ou la «société») a été constituée le 1^{er} décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la «province»). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des abonnés en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la «Commission»).

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Mode de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (Hydro One Networks), Hydro One Network Services Inc. (Hydro One Network Services), 1316664 Ontario Inc., anciennement Ontario Hydro Energy Inc. (Ontario Hydro Energy), Hydro One Remote Communities Inc. (Hydro One Remote Communities), Hydro One Brampton Inc. (Hydro One Brampton), Hydro One Markets Inc., Hydro One Telecom Inc. et Hydro One Delivery Services Company Inc.

Le 1^{er} janvier 2003, Hydro One Networks et Hydro One Network Services ont fusionné. Hydro One Network Services et l'ancienne société, Ontario Hydro Energy, seront dissoutes en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

Méthode de comptabilisation

Les états financiers consolidés sont dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada.

Tarification

Les tarifs de nos entreprises de transport et de distribution sont régis par la Commission. La Commission a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Ce changement donne lieu à la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent essentiellement les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés grâce aux tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé un passif réglementaire au titre des charges de retraite étant donné que les produits et les charges dans les états financiers sont constatés à des moments différents conformément à leur inclusion dans les tarifs, comme l'exige l'organisme de réglementation, qu'ils ne le seraient dans le cas d'une entreprise non réglementée. Les actifs et le passif réglementaires constatés au 31 décembre 2003 sont présentés à la note 7.

Dans une lettre datée du 19 décembre 2003, le ministre de l'Énergie a permis aux distributeurs de demander à la Commission l'autorisation de recouvrer les tarifs pour certains actifs réglementaires de distribution dont l'inclusion dans les tarifs avait été reportée par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'alimentation en électricité* (la «*Loi sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'alimentation en électricité*»). Par suite de la requête de la société datée du 28 janvier 2004 visant les tarifs de distribution, ces actifs réglementaires de distribution devraient être recouvrés au cours d'une période de quatre ans à compter du 1^{er} mars 2004. Cependant, les montants à recouvrer dépendront d'un processus d'examen et d'approbation de la Commission qui n'a pas encore été défini, mais qui devrait avoir lieu plus tard en 2004.

La société évalue régulièrement la probabilité de recouvrer chacun de ses actifs réglementaires et croit vraisemblable que ses actifs et son passif réglementaires seront pris en compte dans l'établissement des tarifs futurs. S'il n'est plus jugé probable que les tarifs permettront les recouvrements futurs, la valeur comptable correspondante sera radiée au cours de la période où l'on aura formulé ce jugement.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)***Constatation et répartition des produits*

Avant l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, le 1^{er} mai 2002, (le «libre accès»), les produits tirés du transport étaient perçus en vertu d'une entente de répartition des produits entre les sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro. Aux termes de l'entente, Hydro One recevait un montant mensuel fixe établi d'après une exigence de produits annuels approuvée par la Commission de 1,2 milliard de dollars. Depuis le libre accès, les produits tirés du transport sont recouverts à même les tarifs dégroupés approuvés par la Commission, selon la même exigence de produits, et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés.

Avant le libre accès, les produits tirés de la distribution attribuables à la vente et à la livraison de l'électricité étaient fondés sur des tarifs groupés approuvés par la Commission. Depuis le libre accès, les produits tirés de la distribution sont fondés sur des tarifs de distribution dégroupés approuvés par la Commission et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des abonnés ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2003 ont totalisé 286 millions de dollars (248 millions de dollars en 2002).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les abonnés résidentiels en région rurale et éloignée, qui, avant le libre accès, était recueilli par le truchement de l'entente de répartition des produits et constaté selon les conditions de l'entente. Depuis le libre accès, les montants pour la protection des tarifs ruraux sont reçus de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (la «SIGMÉ»), d'après un tarif standard d'abonné approuvé par la Commission. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites d'abonnés résidentiels des régions rurales et éloignées en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente de services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Impôts des sociétés et impôts et taxes sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la «SFIÉO»). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

La société comptabilise des paiements en remplacement des impôts des sociétés pour ses entreprises réglementées à l'aide de la méthode de l'impôt exigible, comme l'ordonne la Commission. En vertu de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour les impôts sur les bénéfices futurs à l'égard des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Lorsque des impôts sur les bénéfices futurs non comptabilisés sont exigibles, ils doivent être inclus dans les tarifs approuvés par la Commission et récupérés alors auprès des abonnés de Hydro One. Les paiements en remplacement des impôts des sociétés relatifs aux entreprises non réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode du report d'impôts variable.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations. Ces actifs sont comptabilisés au moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)***Immobilisations*

Les immobilisations sont capitalisées au coût, qui comprend les matières et la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les charges indirectes, l'amortissement de l'équipement de service et la répartition approuvée des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations en service comprennent les actifs destinés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains et les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

En 2003, Hydro One a adopté les recommandations du chapitre 3110 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*. Cette nouvelle norme comptable exige que la société établisse la juste valeur des dépenses futures requises pour régler les obligations juridiques liées au retrait d'immobilisations. S'il est possible d'en effectuer une estimation raisonnable, un passif correspondant à la valeur actualisée des frais futurs de retrait estimatifs est comptabilisé. Un montant équivalent est capitalisé qui représente le coût inhérent de l'immobilisation correspondante.

Certains des actifs de la société relatifs au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses actifs installés pendant une période indéterminée, aucune date de retrait ne peut être déterminée, d'où l'impossibilité d'estimer la juste valeur des obligations liées à la mise hors service des immobilisations connexes à l'heure actuelle. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est légalement tenue de retirer, une obligation liée à la mise hors service sera alors constatée.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, le matériel de raccordement et les installations de mise à la terre ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations liées à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, le matériel téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les immeubles administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, le matériel de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations mineures.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)***Servitudes*

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage des couloirs de transport et des biens-fonds voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants engagés pour les droits d'accès.

Construction en cours

Les coûts de financement des immobilisations en cours de construction sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (7,4 % en 2003 et 8,1 % en 2002).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour le matériel de transport et de travail et les ordinateurs personnels, qui sont amortis de manière dégressive.

Les taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. La durée de vie utile estimative restante moyenne et la fourchette de durée de vie estimative des immobilisations se présentent comme suit :

	Durée de vie utile estimative (en années)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	12 - 100	57
Distribution	15 - 75	41
Communications	7 - 40	21
Administration et service	5 - 50	42

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat, la plupart d'entre elles étant détenues à perpétuité et non amorties.

Selon les pratiques du groupe en matière d'amortissement, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains réalisés ou les pertes subies à la vente d'immobilisations, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre de rajustements de la dotation aux amortissements. La dotation aux amortissements comprend également le coût de retrait des immobilisations quand une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation, aux termes du chapitre 3110 du Manuel de l'ICCA, est constatée.

Les durées de vie utile estimatives des immobilisations sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des sociétés de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis.

Depuis le 1^{er} janvier 2002, Hydro One se conforme aux recommandations du chapitre 3062 du Manuel de l'ICCA, *Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels*, selon lequel l'écart d'acquisition n'est pas amorti. Des tests de dépréciation sont appliqués sur la valeur comptable de l'écart d'acquisition tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent, toute dépréciation de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant déduite des résultats d'exploitation. Avant la norme actuelle, la dépréciation de l'écart d'acquisition était mesurée d'après les flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs de l'entreprise à laquelle l'écart d'acquisition se rapportait. Aux termes du

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

chapitre 3062 du Manuel de l'ICCA, la dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition.

La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas perdu de valeur. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Coûts de la dette reportés

Les coûts de la dette reportés incluent la tranche non amortie des coûts d'émission de la dette. Les coûts de la dette reportés sont amortis jusqu'à l'échéance de la dette selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés.

Escomptes, primes et couverture

Les escomptes, les primes et les gains et pertes découlant des couvertures sont amortis sur la durée de la dette connexe et sont présentés déduction faite de la dette à long terme.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance médicale, des indemnités pour accidents de travail et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément aux ordonnances tarifaires de la Commission, les coûts du régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Les coûts du régime de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'effet des événements futurs sur la valeur actuarielle actualisée des prestations constituées. L'actif du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en bourse et des titres de créance du gouvernement et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Des évaluations actuarielles sont réalisées au moins tous les trois ans.

Les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services et en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant des modifications du régime ainsi que les gains ou les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne prévue du reste de la carrière active des employés.

Les coûts liés aux avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations.

En 2003, Hydro One a adopté les modifications du chapitre 3461 du Manuel de l'ICCA, *Avantages sociaux futurs*, approuvées par l'ICCA. Les informations additionnelles à fournir en vertu des modifications comprennent une description du type de régime, la date de mesure des actifs du régime et des obligations au titre des prestations, la date de l'évaluation actuarielle la plus récente faite aux fins de capitalisation, la répartition réelle des actifs du régime par grande catégorie et le taux d'actualisation utilisé pour calculer le coût net des avantages sociaux et celui utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées.

Coûts environnementaux

Hydro One constate une obligation pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la décontamination des terrains contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (BPC) de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée nette de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

abonnés (voir les notes 7 et 11). Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Emploi d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux PCGR du Canada exige que la direction effectue des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants présentés de l'actif et du passif, les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers et les montants présentés des produits et charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la Commission ou la province.

3. AMORTISSEMENT

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Amortissement des immobilisations en service	339	327
Coûts de retrait des immobilisations	37	27
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	78	57
	454	411

4. CHARGES DE FINANCEMENT

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Intérêts sur les billets à court terme à payer	6	15
Intérêts sur la dette à long terme à payer	306	358
Amortissement de l'escompte (note 8)	60	-
Divers	3	8
Moins : Intérêts capitalisés sur la construction en cours	(20)	(19)
Intérêts capitalisés sur les actifs réglementaires (note 7)	-	(6)
Intérêts gagnés sur des placements	(7)	(3)
	348	353

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****5. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS DES SOCIÉTÉS**

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés («PRIS») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Bénéfice avant provision pour PRIS	589	577
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	36,62 %	38,62 %
Provision pour PRIS au taux prévu par la loi	216	223
Augmentation (diminution) découlant de :		
Écarts temporaires nets :		
Déduction pour amortissement en excédent de l'amortissement	(16)	(27)
Dépenses liées à l'environnement	(8)	(10)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(7)	(9)
Avantages sociaux futurs autres que la charge de retraite en excédent des paiements au comptant	9	11
Charge liée au programme de réduction de l'effectif en excédent des (inférieure aux) paiements au comptant	(9)	9
Divers	(10)	9
Écarts temporaires nets	(41)	(17)
Écarts permanents :		
Impôt des grandes sociétés	17	17
Divers	1	10
Écarts permanents nets	18	27
Provision pour PRIS	193	233
Taux d'imposition réel	32,77 %	40,38 %

Les impôts futurs se rapportant aux entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, car ils devraient être recouverts au moyen des produits futurs. Au 31 décembre 2003, des passifs d'impôts futurs de 171 millions de dollars (132 millions de dollars en 2002), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'ont pas été comptabilisés.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****6. IMMOBILISATIONS**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	Immobilisations en service	Amortissement cumulé	Construction en cours	Total
2003				
Transport	7 609	2 635	193	5 167
Distribution	4 828	1 817	61	3 072
Communications	645	273	15	387
Administration et service	790	394	9	405
Servitudes	490	56	-	434
	14 362	5 175	278	9 465
2002				
Transport	7 487	2 487	180	5 180
Distribution	4 619	1 704	50	2 965
Communications	531	237	33	327
Administration et service	663	378	37	322
Servitudes	490	53	-	437
	13 790	4 859	300	9 231

Les coûts de financement des immobilisations en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ont totalisé 20 millions de dollars en 2003 (19 millions de dollars en 2002).

Dans des cas où les abonnés externes sont tenus d'effectuer des contributions particulières pour financer la construction et l'installation d'immobilisations précises, Hydro One déduit les contributions des abonnés du coût d'acquisition. Les contributions des abonnés cumulées pour aide à la construction reçues par Hydro One, déduction faite de l'amortissement, sauf pour Hydro One Brampton, se sont établies à 62 millions de dollars (59 millions de dollars en 2002) pour le transport et à 263 millions de dollars (243 millions de dollars en 2002) pour la distribution. La filiale de Hydro One, Hydro One Brampton, conformément aux autres sociétés de distribution locale d'Ontario, a enregistré le montant des contributions pour aide à la construction reçues avant le 1^{er} janvier 2000 dans les immobilisations en chiffres bruts et amortit ces montants sur le reste de la durée de vie utile des actifs.

Le 27 juin 2002, l'Assemblée législative de l'Ontario a adopté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* (la «loi») qui modifie plusieurs lois relatives au secteur de l'énergie en Ontario, dont la propriété et l'utilisation des biens-fonds réservés aux couloirs. Les biens-fonds réservés aux couloirs incluent les biens-fonds en Ontario appartenant à Hydro One qui ont été utilisés ou acquis aux fins du réseau de transport, y compris les terrains voisins. En vertu de la loi, la propriété de tous les biens-fonds réservés aux couloirs et les terrains voisins a été transférée à la province, et Hydro One a reçu une servitude d'origine législative à perpétuité lui donnant le droit d'utiliser les biens-fonds pour exploiter le réseau de transport. La société conserve l'obligation d'engager certaines dépenses courantes à l'égard de ces biens-fonds, notamment l'entretien, les impôts fonciers et tous travaux de décontamination environnementale futurs qui pourraient être exigés par la province. La Commission est autorisée à restreindre ou à annuler l'utilisation des biens-fonds réservés aux couloirs qui génèrent le réseau de transport.

La cession des biens-fonds réservés aux couloirs est entrée en vigueur le 31 décembre 2002 et, par conséquent, la propriété des couloirs de transport et des terrains voisins d'une valeur comptable nette d'environ 259 millions de dollars est transférée à la province en échange d'une servitude d'origine législative à perpétuité sur l'actif. De plus, la propriété des biens-fonds et terrains d'une valeur comptable nette d'environ 7 millions de dollars qui ne sont pas utilisés actuellement a été transférée à la province et portée en diminution des capitaux propres.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****7. ACTIFS ET PASSIF RÉGLEMENTAIRES**

Les actifs et le passif réglementaires résultent du processus de tarification. Comme décrit à la note 2, Hydro One a enregistré les actifs et le passif réglementaires suivants :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Actifs réglementaires :		
Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	209	251
Environnement	118	199
Préparation au marché	55	66
Comptes d'écart liés au règlement de détail	15	36
Divers	24	18
Total des actifs réglementaires	421	570
Passif réglementaire :		
Régime de retraite reporté	584	742
Total du passif réglementaire	584	742

Les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, conformément aux PCGR du Canada. La Commission a permis la récupération des coûts des services passés, provenant de l'adoption de la méthode de la comptabilité d'exercice, dans les exigences en matière de produits selon la méthode linéaire sur une période de dix ans. En conséquence, en 1999, Hydro One a enregistré un actif réglementaire d'un montant initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire. Cet actif réglementaire a une période de recouvrement résiduelle de 5 ans (6 ans en 2002) et ne crée pas de rendement.

Hydro One a constitué une provision pour les dépenses futures estimatives nécessaires pour remédier à la contamination environnementale passée. Étant donné que ces dépenses sont recouvrées au moyen des tarifs, la société a enregistré un actif réglementaire d'un montant initial de 190 millions de dollars. À l'exception de la tranche de l'actif réglementé liée à certaines dépenses de distribution, cet actif réglementaire, incluant les intérêts futurs cumulés, devrait être amorti d'ici 2030 (d'ici 2020 en 2002) essentiellement selon le modèle des dépenses réelles.

Environnement Canada a publié de nouveaux projets de règlement sur la gestion des BPC. Ces règlements, qui, selon la société, seront très probablement adoptés, permettent aux sociétés de gérer les transformateurs en tête de poteaux pouvant être contaminés selon l'attrition, au fur et à mesure qu'ils sont mis hors service à la fin de leur durée d'exploitation normale. Avant, nos dépenses futures estimatives étaient fondées sur un programme proactif d'inspection, de dépistage et de retrait pour les transformateurs contaminés aux BPC, conformément aux directives d'Environnement Canada. Étant donné ce changement, la société a révisé à la baisse ses dépenses futures estimatives liées à la gestion des problèmes environnementaux hérités, dont les BPC, et a réduit son obligation environnementale et l'actif réglementaire compensatoire de 64 millions de dollars (voir la note 11).

Par suite de la requête de la société datée du 28 janvier 2004 visant les tarifs de distribution, la tranche de l'actif réglementaire liée aux dépenses environnementales réelles du secteur de la distribution engagées en 2001 et en 2002, d'un montant initial de 39 millions de dollars, devrait être amortie dans les résultats d'exploitation selon la méthode linéaire sur une période de quatre ans se terminant en 2007. Avant, ce montant devait être amorti entre 2003 et 2020, inclusivement. La Commission a la possibilité d'examiner et d'évaluer l'ampleur de l'ensemble des charges environnementales de Hydro One et le moment où elles sont engagées.

Les coûts de préparation au marché ont été reportés selon les critères établis par le Electricity Distribution Rate Handbook de la Commission, l'Accounting Procedures Handbook et les directives ultérieures de la Commission. En l'absence d'un tel règlement, ces coûts auraient été passés en charges lorsqu'ils auraient été engagés comme l'exigent les PCGR du Canada. Par suite de la requête de la société datée du 28 janvier 2004 visant les tarifs de distribution, l'actif réglementaire devrait être essentiellement recouvré sur une période de quatre ans à compter du 1^{er} mars 2004, sous réserve d'un examen du critère de prudence par la Commission.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

Hydro One a reporté certains comptes d'écart liés au règlement de détail selon les dispositions de l'article 490 du Accounting Procedures Handbook de la Commission. Par suite de la requête de la société datée du 28 janvier 2004 visant les tarifs de distribution, l'actif réglementaire devrait être recouvré sur une période de quatre ans à compter du 1^{er} mars 2004, sous réserve d'une vérification éventuelle de la Commission.

Hydro One a cessé d'ajouter les intérêts aux comptes de report pour les coûts de préparation au marché et les comptes d'écart liés au règlement de détail au 1^{er} décembre 2002 aux fins de publication de l'information financière. Hydro One a l'intention de chercher à recouvrer les montants des intérêts afférents à la période ultérieure au 1^{er} décembre 2002 dans ses demandes tarifaires futures.

8. DETTE

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Billets à court terme à payer	25	579
Dettes à long terme :		
Billets à payer à la SFIÉO	-	2 529
Billets, 3,40 % échéant en 2004	235	-
Billets, 3,45 % échéant en 2004	237	-
Débentures, 6,94 % échéant en 2005	200	200
Billets, 4,00 % échéant en 2005	339	-
Billets, 4,10 % échéant en 2006	109	-
Billets, 4,15 % échéant en 2006	280	-
Billets, 4,20 % échéant en 2006	168	-
Billets, 4,30 % échéant en 2006	141	-
Billets, 4,45 % échéant en 2007	282	-
Billets, 4,55 % échéant en 2007	73	-
Billets, 4,00 % échéant en 2008	500	-
Débentures, 7,15 % échéant en 2010	400	400
Billets, 6,40 % échéant en 2011	250	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	600	300
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	400	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	500	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	200	-
Billets, 6,59 % échéant en 2043	250	-
	5 164	4 579
Moins : Tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme	(472)	(651)
Primes (escomptes) nettes non amorties, montant net	(144)	10
Pertes non amorties découlant des couvertures	(9)	-
Dettes à long terme	4 539	3 938

La dette à court terme représente les billets émis dans le cadre du programme de papier commercial de la société. Les billets, libellés en dollars canadiens, ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours et un taux d'intérêt moyen pondéré de 2,7 % (2,9 % en 2002).

Hydro One a obtenu auprès d'un consortium bancaire des lignes de crédit renouvelables de 750 millions de dollars échéant en août 2004 et de 250 millions de dollars échéant en août 2005. Lorsque ces lignes de crédit seront utilisées, le taux d'intérêt appliqué sera fondé sur les taux de référence canadiens. Ces lignes de crédit appuient le programme de papier commercial de la société.

Au 31 décembre 2002, la société avait des billets à payer à la SFIÉO libellés en dollars canadiens avec diverses dates d'échéance entre 2003 et 2007 et un taux d'intérêt moyen pondéré de 8,2 %. Le 20 février 2003, Hydro One a restructuré une dette d'environ 1,65 milliard de dollars de la SFIÉO, assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 8,7 %, contre une dette d'environ 1,86 milliard de dollars, assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

d'environ 4,0 %. Cette restructuration de la dette permet de réduire les paiements d'intérêts de 2003 à 2007, mais a pour effet d'accroître proportionnellement le capital de la dette à rembourser à l'échéance pour cette période. Les dates d'échéance ne changeront pratiquement pas. La restructuration a été traitée comme une renégociation de dette, sans constatation de gain ni de perte. Après la restructuration, la SFIÉO a vendu sa dette liée à Hydro One sur les marchés publics et, par conséquent, au 31 décembre 2003, la totalité de la dette de la société était émise dans le public.

La société émet également des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant maximal en capital qu'elle est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2,0 milliards de dollars. De ce montant, 1,5 milliard de dollars sont encore disponibles jusqu'en juillet 2005.

La dette à long terme est assujettie à des clauses restrictives qui, entre autres, limitent la dette permise en pourcentage du total de la structure du capital, limitent la capacité de vendre les actifs et imposent une clause d'égalité de traitement, compte tenu des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2003, la société respectait ces clauses restrictives.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée dans le tableau suivant selon le nombre d'années avant l'échéance :

Années avant l'échéance	Capital impayé sur les billets et les débetures (en millions de dollars canadiens)	Taux d'intérêt moyen pondéré (en %)
1 an	472	3,4
2 ans	539	5,1
3 ans	698	4,2
4 ans	355	4,5
5 ans	500	4,0
	2 564	4,2
6 à 10 ans	1 250	6,3
Plus de 10 ans	1 350	6,9
	5 164	5,4

En 2003, la société a résilié son contrat de vente à terme d'avril 2003 portant sur 250 millions de dollars d'obligations du gouvernement du Canada pour un paiement au comptant net de 12 millions de dollars. Ce contrat a été désigné comme une couverture de taux d'intérêt pour une opération prévue et, en conséquence, le coût de la résiliation sera transféré et est amorti selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés sur une période de cinq ans correspondant au terme de la dette sous-jacente.

9. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, s'approche de leur juste valeur. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur le cours du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comptant le même nombre d'années avant l'échéance, figure dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2003		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme ¹	5 164	5 466	4 579	4 925

¹ La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débetures

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

Hydro One peut conclure des swaps de taux d'intérêt fixe à terme pour couvrir les effets des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme à taux fixe. Lorsque l'emprunt couvert est conclu, Hydro One met fin à la couverture soit en résiliant le swap de taux d'intérêt, soit en concluant un accord de swap compensatoire. Au 31 décembre 2003, des accords de swap compensatoires de taux d'intérêt étaient en cours avec la même contrepartie, d'un montant nominal de référence de 167 millions de dollars (167 millions de dollars en 2002) et d'une juste valeur de néant (néant en 2002). Les accords de swap viennent à échéance en 2011.

Les actifs financiers exposent Hydro One au risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. Au 31 décembre 2003, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. En conséquence, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul abonné. Au 31 décembre 2003, aucun solde de débiteurs important n'était exigible auprès d'un seul abonné.

La société continuera d'utiliser des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Hydro One surveille et minimise le risque de crédit par diverses techniques, dont la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité très élevée, l'amoindrissement du degré d'exposition total à des contreparties individuelles et la conclusion d'ententes cadres permettant le règlement net.

10. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Hydro One a établi un régime de retraite contributif à prestations déterminées pour tous les employés permanents de Hydro One et de ses filiales, à l'exception de Hydro One Brampton. Les employés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario («OMERS»), régime de retraite à cotisations déterminées qui regroupe de multiples entreprises du secteur public.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2003 et 2002 :

<i>Aux 31 décembre</i>	% des actifs du régime	
	2003	2002
Titres de participation	59,5	53,8
Titres de créance	37,3	36,6
Divers	3,2	9,6
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne compte pas de participation directe dans la société, mais comptait des titres de créance de la province, pour un montant respectif de 78 millions de dollars et de 41 millions de dollars aux 31 décembre 2003 et 2002.

Le régime de la société fournit des prestations fondées sur le bénéfice du régime moyen le plus élevé sur trois ans. Après la retraite, les régimes de retraite sont entièrement indexés compte tenu de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer les actifs du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle déposée le 31 décembre 2003, Hydro One s'attend à cotiser environ 100 millions de dollars à son régime de retraite en 2004, 2005 et 2006 afin de répondre aux exigences minimales de financement. Toutes les cotisations devraient être faites au comptant. La société n'était pas tenue de cotiser au régime de retraite, car le niveau des cotisations, qui avait été établi à partir de la dernière évaluation actuarielle, au 31 décembre 2000, indiquait que le régime dégageait un surplus.

Les employés de Hydro One Brampton participent au OMERS, régime de retraite à prestations déterminées qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Étant donné que Hydro One Brampton était exonérée de verser

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

des cotisations depuis août 1998, aucune cotisation n'a été versée au régime de retraite. Depuis le 1^{er} janvier 2003, Hydro One Brampton a commencé à cotiser au OMERS. Les cotisations de Hydro One Brampton sont estimées à moins de un million de dollars par année.

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	
	2003	2002	2003	2002
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées, 1 ^{er} janvier	4 114	4 166	820	687
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice	69	65	23	20
Intérêts débiteurs	264	266	52	43
Prestations versées	(238)	(230)	(35)	(32)
Modifications du régime	11	-	-	-
Entente avec Inergi LP ¹	-	(127)	-	-
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	103	(26)	37	102
Obligation au titre des prestations constituées, 31 décembre	4 323	4 114	897	820
Variation de l'actif du régime de retraite				
Juste valeur de l'actif du régime, 1 ^{er} janvier	3 607	4 120	-	-
Rendement réel de l'actif du régime	562	(164)	-	-
Prestations versées	(238)	(230)	-	-
Cotisations salariales	14	16	-	-
Entente avec Inergi LP ¹	-	(127)	-	-
Charges administratives	(6)	(8)	-	-
Juste valeur de l'actif du régime, 31 décembre	3 939	3 607	-	-
Situation de capitalisation				
(Obligation au titre des prestations sans capitalisation)	(384)	(507)	(897)	(820)
Pertes actuarielles nettes non amorties	940	1 230	262	244
Coût non amorti au titre des services passés	28	19	7	5
Actif reporté du régime de retraite (passif au titre des prestations constituées)	584	742	(628)	(571)
Moins : tranche à court terme	-	-	31	31
Actif reporté du régime de retraite (passif à long terme)	584	742	(597)	(540)

¹ La réduction de l'obligation au titre des prestations constituées et de l'actif du régime a trait aux employés transférés à Inergi LP en date du 1^{er} mars 2002 (voir la note 18). Une fois que l'approbation de la Commission des services financiers de l'Ontario aura été obtenue, le régime de retraite de Hydro One devrait transférer ses actifs et passifs au régime de retraite d'Inergi.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	
	2003	2002	2003	2002
Composantes du coût net périodique des prestations				
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations salariales	55	49	23	20
Intérêts débiteurs	264	266	52	43
Rendement prévu de l'actif du régime	(259)	(285)	-	-
Amortissement des pertes actuarielles nettes	96	73	16	7
Amortissement du coût au titre des services passés	2	2	1	1
Coût net périodique des prestations ²	158	105	92	71
Capitalisé dans le coût des immobilisations	-	-	37	28
Imputé aux résultats d'exploitation	-	-	55	43
Effet d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées, 31 décembre	-	-	123	104
Coût net périodique des prestations	-	-	10	7
Effet d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées, 31 décembre	-	-	(110)	(87)
Coût net périodique des prestations	-	-	(8)	(5)
Hypothèses importantes				
Coût net périodique des prestations :				
Taux de rendement prévu de l'actif du régime	7,25 %	7,25 %	-	-
Taux d'actualisation moyen pondéré	6,50 %	6,50 %	6,67 %	6,67 %
Taux d'indexation des échelles salariales (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,50 %	3,50 %	3,50 %	3,50 %
Augmentation du coût de la vie	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Durée moyenne du reste de la carrière des employés (années)	12	12	12	12
Taux d'augmentation des frais médicaux à long terme ³	-	-	4,50 %	4,50 %
Taux d'augmentation des frais dentaires ⁴	-	-	4,50 %	4,50 %
Obligation au titre des prestations constituées, 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	6,00 %	6,50 %	6,18 %	6,67 %
Taux d'indexation des échelles salariales (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,50 %	3,25 %	3,50 %
Augmentation du coût de la vie	2,25 %	2,50 %	2,25 %	2,50 %
Taux d'augmentation des frais médicaux à long terme ⁵	-	-	4,50 %	4,50 %
Taux d'augmentation des frais dentaires ⁶	-	-	4,50 %	4,50 %

² Aucune charge de retraite n'a été constatée en 2003 et en 2002, car la société suit la méthode de la comptabilité de caisse.

³ Le taux passant progressivement de 14,10 % par année en 2003 à 4,50 % en 2014 et par la suite (de 15,00 % en 2002 passant progressivement à 4,50 % après douze ans).

⁴ Le taux passant progressivement de 7,30 % par année en 2003 à 4,5 % en 2007 et par la suite (de 8,00 % en 2002 passant progressivement à 4,50 % après cinq ans).

⁵ Le taux passant progressivement de 13,30 % par année en 2004 à 4,50 % en 2014 et par la suite (de 14,10 % en 2002 passant progressivement à 4,50 % après onze ans).

⁶ Le taux passant progressivement de 6,70 % par année en 2004 à 4,50 % en 2007 et par la suite (de 7,30 % en 2002 passant progressivement à 4,50 % après quatre ans).

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****11. PASSIF ENVIRONNEMENTAL**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Passif environnemental, 1 ^{er} janvier	160	174
Intérêts cumulés	8	9
Dépenses	(21)	(23)
Rajustement découlant d'une réévaluation (note 7)	(64)	-
Passif environnemental, 31 décembre	83	160
Moins : tranche à court terme	(14)	(20)
	69	140

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2003 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 14 millions de dollars en 2004; 13 millions de dollars en 2005; 12 millions de dollars en 2006; 11 millions de dollars en 2007; 10 millions de dollars en 2008 et 46 millions de dollars par la suite.

Il existe des incertitudes concernant les coûts environnementaux futurs estimatifs dues à certains événements externes possibles comme la modification des règlements et les progrès dans les technologies de décontamination. Hydro One examine régulièrement les facteurs influant sur ces estimations de coûts ainsi que l'état environnemental des divers biens. Le coût réel de l'enquête ou de la décontamination peut différer des estimations actuelles.

12. EXPLOITATION, ENTRETIEN ET ADMINISTRATION

En septembre 2002, Hydro One a annoncé que son effectif serait réduit d'environ 140 employés, occupant surtout des fonctions du siège social ou des fonctions de soutien de la gestion. Hydro One a procédé à cette réduction en 2002 en ayant recours à des mesures volontaires comme involontaires, y compris celles disponibles en vertu des conventions collectives pour certains des employés touchés. Une provision de 25 millions de dollars a été imputée aux résultats d'exploitation de 2002 pour les dépenses futures estimatives découlant de cette réduction de l'effectif. Un total de 20 millions de dollars de ce montant a été imputé à la provision en 2003 (2 millions de dollars en 2002), le solde devant l'être en 2004.

13. VENTE DES ACTIVITÉS DE DÉTAIL DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

En date du 30 avril 2002, la société a vendu presque tous les actifs associés aux activités de détail dans le secteur de l'énergie de l'ancienne Ontario Hydro Energy, pour un produit net d'environ 50 millions de dollars. La vente a donné lieu à un gain estimatif initial de 2 millions de dollars avant la provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés. Dans le cadre du contrat de vente, on a apporté un rajustement final au prix d'achat entendu, réduisant à 1 million de dollars le gain à la vente avant la provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés.

14. CAPITAL SOCIAL***Actions ordinaires et privilégiées***

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 \$ l'action et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25,00 \$ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende accumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre de ses actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors des actions privilégiées à dividende semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires au moment d'une liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes des actionnaires.

En 2003, nous avons déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2002) et des dividendes sur actions ordinaires de 226 millions de dollars (174 millions de dollars en 2002).

Résultat par action

Le résultat par action est calculé comme le bénéfice net de l'exercice, après dividendes sur les actions privilégiées cumulatifs, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

15. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La province, la SFIÉO, la SIGMÉ et Ontario Power Generation Inc. («OPG») sont des apparentés de Hydro One. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Avant le libre accès, Hydro One recevait des produits pour les services de transport, conformément à l'entente de répartition des produits (voir la note 2). Depuis le libre accès, Hydro One reçoit ces produits à même les produits tirés des abonnés recouverts par la SIGMÉ. Les produits tirés du transport pour 2003 comprennent 1 255 millions de dollars (1 269 millions de dollars en 2002) se rapportant à ces services.

Avant le libre accès, Hydro One recevait une partie de ses produits des services de distribution, conformément à l'entente de répartition des produits (voir la note 2). En vertu de cette entente, les produits tirés de la distribution pour 2003 comprennent un montant de néant (10 millions de dollars en 2002) se rapportant à ces services.

Avant le libre accès, Hydro One a également reçu des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord selon l'entente de répartition des produits (voir la note 2). Depuis le libre accès, Hydro One reçoit ces produits à même les produits tirés des abonnés recouverts par la SIGMÉ. Les produits tirés de la distribution pour 2003 comprennent un montant de 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2002) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit des montants pour la protection des tarifs ruraux tirés des produits perçus auprès des abonnés par la SIGMÉ (voir la note 2). Les produits tirés de la distribution de 2003 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2002) se rapportant à ce programme, dont 1 million de dollars (3 millions de dollars en 2002) ont été versés à des sociétés de distribution locale relativement aux conventions d'annexion.

Hydro One a acheté l'équivalent de 1 872 millions de dollars (1 857 millions de dollars en 2002) en électricité sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ (auprès d'OPG avant le libre accès) en 2003.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

Hydro One a plusieurs conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes, en particulier OPG. Ces services comprennent des services extérieurs et généraux ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à un million de dollars en 2003 et en 2002. Les produits liés à la prestation de services aux autres sociétés remplaçantes sont résumés dans le tableau suivant :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Produits		
Transport	13	12
Distribution	-	2
	13	14

Au 31 décembre 2003, un montant de la dette à long terme de néant (2 529 millions de dollars en 2002) était à payer à la SFIÉO. Les charges de financement pour 2003 comprennent des intérêts débiteurs sur cette dette de 38 millions de dollars (240 millions de dollars en 2002) (voir la note 8).

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés a été payée ou le sera à la SFIÉO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province (voir la note 2).

Les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Débiteurs	112	118
Créditeurs et charges à payer	(195)	(156)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIGMÉ relativement à des achats d'électricité de 149 millions de dollars (143 millions de dollars en 2002).

16. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste «espèces et quasi-espèces» fait référence au poste «dette bancaire» du bilan.

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2003	2002
Diminution (augmentation) des débiteurs	30	(108)
Diminution des matières et des fournitures	10	1
Augmentation (diminution) des créditeurs et charges à payer	44	(115)
Intérêts courus (diminution)	(15)	(4)
Augmentation des créditeurs à long terme et des charges à payer	5	11
Augmentation des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	57	30
Divers	7	(15)
	138	(200)
Autres renseignements :		
Intérêts payés	333	379
Paiements en remplacement des impôts des sociétés	199	294

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****17. ÉVENTUALITÉS***Poursuites*

Hydro One est impliquée dans diverses poursuites, réclamations et instances réglementaires dans le cours normal des affaires. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Par suite de l'acquisition par Hydro One de certains actifs, passifs, droits et obligations liés aux services de transport et de distribution et aux services énergétiques d'Ontario Hydro, Hydro One a remplacé Ontario Hydro comme partie dans un certain nombre de poursuites. Le 1^{er} septembre 1995, Torcom Communications Inc. (Torcom) a désigné Ontario Hydro comme l'un de plusieurs défendeurs dans une poursuite en dommages-intérêts de 150 millions de dollars ciblant en outre l'exécution précise de certains contrats et un redressement par voie d'injonction interlocutoire. Torcom voulait acheter certains appareils de télécommunications appartenant à une société en faillite auprès du séquestre judiciaire. Les appareils avaient été installés sur une propriété d'Ontario Hydro en vertu d'un permis octroyé au propriétaire original. Torcom allègue qu'elle a conclu un accord avec Ontario Hydro pour l'installation permanente des appareils sur la propriété d'Ontario Hydro et qu'Ontario Hydro a rompu cet accord et a contrecarré ses efforts pour acheter les appareils auprès du séquestre. Le dossier n'a pas beaucoup avancé depuis 1995, année où Ontario Hydro a déposé une demande de précisions à l'égard des allégations à son endroit. Ontario Hydro n'a pas reçu de réponse à sa demande et n'a pas encore produit de défense. Hydro One estime qu'il y a des arguments de défense solides quant à la plainte contre Ontario Hydro et qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait un effet important sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour de l'Ontario (Division générale), dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIÉO, OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Cette deuxième poursuite est motivée par le moyen de procédure utilisé par la province dans sa défense alléguant que l'avis de la première poursuite ne respectait pas la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* (Ontario). Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. La bande de Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du XX^e siècle, Ontario Hydro érige des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terres traditionnelles de la bande ou touchant celles-ci, et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terres, y compris d'importantes inondations et de l'érosion. La bande de Whitesand réclame également, en vertu des droits issus de traités, une part des profits provenant des activités de ces installations d'Ontario Hydro, un droit à une hausse des rentes établies par traité et des dédommagements pour les coûts engagés dans le cadre de négociations antérieures portant sur les griefs de la bande à l'égard d'Ontario Hydro. La bande de Whitesand a invoqué plusieurs causes d'action, dont la violation de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. La société a déposé une demande de précisions et de renseignements complémentaires, comme les autres défendeurs. En conséquence, le procureur général du Canada, par voie de motion appuyée par la société, a proposé le rejet de diverses réclamations et la présentation de meilleures réponses aux demandes de précisions. En septembre 2003, le tribunal a rejeté les réclamations avec autorisation de modifier. La bande de Whitesand a modifié sa réclamation et il pourrait y avoir d'autres procédures de forme avant que la société ne produise une défense. De plus, l'affaire a été regroupée avec l'affaire Red Rock décrite ci-dessous. Les demandes en justice se rapportant aux activités d'Ontario Hydro (c.-à-d., inondation) sont des questions dont la responsabilité incombe à OPG en vertu des ordonnances de transfert selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Hydro One croit qu'il est peu probable que le résultat de ce litige aura des effets néfastes importants sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et ses perspectives.

Le 7 septembre 2001, la bande des Premières nations de Red Rock a intenté une poursuite devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario citant, à titre de défendeurs, la province, le procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIÉO, OPG et Hydro One. La bande exige un jugement déclaratoire et réclame des dommages-intérêts d'un montant indéterminé pour violation de propriété, manquement à des obligations fiduciaires, nuisance publique et privée et des sommes impayées aux termes d'un bail visant une ligne de transport ou un droit de passage. Les requêtes effectuées dans l'affaire Whitesand ont également été faites dans cette affaire, avec les mêmes résultats.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)**

Les deux affaires ont été regroupées. Les réclamations de Red Rock et de Whitesand ont été modifiées. Il est probable que d'autres requêtes soient effectuées dans cette affaire avant que la société ne produise une défense. Hydro One ne peut pas encore évaluer pleinement la probabilité que l'issue de ce litige ait un impact défavorable important sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives, mais croit que cette éventualité est improbable.

Transfert d'actifs

Le 1^{er} avril 1999, dans le cadre de l'acquisition de ses activités, Hydro One a acquis et pris en charge les actifs et passifs, les droits et les obligations des entreprises de transport et de distribution d'électricité ainsi que de services énergétiques d'Ontario Hydro, à l'exception de certains actifs de transport et de distribution et d'autres actifs situés sur des terres gardées pour des bandes ou des groupes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert du titre de ces actifs ne s'est pas produit car, à l'origine, les autorisations accordées par le ministère canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces actifs ne pouvaient être cédées sans le consentement du ministre et des bandes ou groupes d'Indiens visés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations étaient périmées ou n'avaient pas été correctement délivrées. Hydro One gère ces actifs, qui sont détenus pour l'instant par la SFIÉO.

Hydro One a amorcé des négociations avec les bandes et les groupes d'Indiens visés afin d'obtenir les autorisations et consentements nécessaires pour effectuer le transfert de ces actifs de transport, de distribution et autres. Hydro One ne peut prédire le montant total qu'elle pourrait devoir payer pour obtenir les autorisations et consentements nécessaires. Hydro One s'attend à payer plus de 850 000 \$ par année, ce qui correspond au montant versé auparavant à ces bandes et groupes d'Indiens par Ontario Hydro et au montant total des coûts permis en vertu des ordonnances tarifaires transitoires. Si, après avoir pris toutes les mesures raisonnables, Hydro One ne peut autrement obtenir les autorisations et consentements des bandes et groupes d'Indiens, la SFIÉO gardera ces actifs pour une période indéterminée. Par contre, Hydro One pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un petit nombre de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Dans de tels cas, Hydro One ferait une demande pour recouvrer ces coûts dans des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié au régime de retraite

Étant donné la dernière évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2000, Hydro One n'a pas été tenue de cotiser au régime de retraite. La société déposera une nouvelle évaluation actuarielle au 31 décembre 2003 auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en 2004. La société s'attend à effectuer des cotisations d'environ 100 millions de dollars par année au régime à compter de 2004, pour les trois prochains exercices. Après 2006, les cotisations seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. Si les conditions du marché des capitaux venaient à s'améliorer considérablement avant le 31 décembre 2006, la société a la possibilité de déposer une évaluation actuarielle anticipée.

Dans le même ordre d'idées, l'entente d'impartition passée avec Inergi comporte une entente de partage du risque dans le cadre de laquelle Hydro One ou Inergi pourrait devoir verser un paiement lié à un déséquilibre futur entre l'actif et le passif de la caisse de retraite à l'égard des employés mutés couverts par le régime de retraite d'Inergi. L'entente de partage du risque sera réglée en fonction des données disponibles le 31 décembre 2004 et sera tributaire des facteurs économiques et des taux de rendement de la caisse de retraite. Si cette entente avait été réglée le 31 décembre 2003, Hydro One aurait été tenue de verser à Inergi environ 20 millions de dollars.

La société a demandé l'autorisation du ministre de l'Énergie de procéder au recouvrement de toute charge continue accrue relativement aux charges de retraite par l'entremise de demandes tarifaires futures pour les entreprises de transport et de distribution. Cette requête est à l'étude, mais la société n'a pas reçu la directive de procéder à ces demandes auprès de la Commission. Si elle ne reçoit pas de directive, les charges de retraite seront imputées aux résultats d'exploitation des exercices au cours desquels les cotisations sont effectuées.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****18. ENGAGEMENTS***Entente avec Inergi*

Depuis le 1^{er} mars 2002, Cap Gemini Ernst & Young Canada fournit des services à Hydro One par l'entremise d'Inergi LP («Inergi»). Par suite de cette initiative, Inergi procurera à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les frais initiaux seront d'environ 90 millions de dollars à 130 millions de dollars par année sous réserve de l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un coût fixe concurrentiel et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 employés de la société ont été mutés à Inergi le 1^{er} mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2003 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 112 millions de dollars en 2004; 107 millions de dollars en 2005; 105 millions de dollars en 2006; 104 millions de dollars en 2007; 100 millions de dollars en 2008 et 295 millions de dollars par la suite.

Soutien prudent

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'entremise de la SIGMÉ, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. La SIGMÉ pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvient pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIGMÉ. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaire majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Au 31 décembre 2003, le soutien prudent fourni par la société consistait en une combinaison de lettres de crédit bancaires de 35 millions de dollars (50 millions de dollars en 2002) et de garanties de la société mère de 275 millions de dollars (275 millions de dollars en 2002).

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie établi en vertu du régime supplémentaire de retraite à l'intention des employés de Hydro One Inc. et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société dans le cadre du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2003, Hydro One avait des lettres de crédit bancaires de 69 millions de dollars (97 millions de dollars en 2002) impayées relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2003 et le montant total par la suite sont comme suit : 9 millions de dollars en 2004; 5 millions de dollars en 2005; 4 millions de dollars en 2006; 3 millions de dollars en 2007; 2 millions de dollars en 2008 et 3 millions de dollars par la suite.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****19. INFORMATIONS SECTORIELLES**

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique d'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux abonnés; et
- un secteur «divers» qui comprend principalement les télécommunications. En 2002, ce secteur comprenait également les services énergétiques. La quasi-totalité des actifs appartenant aux activités de détail dans le secteur de l'énergie de l'entreprise des services énergétiques ont été vendus (voir la note 13).

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Les informations sectorielles se présentent comme suit :

*Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)*

	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2003				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 298	2 734	26	4 058
Achats d'électricité	-	1 872	-	1 872
Exploitation, entretien et administration	382	387	26	795
Amortissement	228	223	3	454
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	688	252	(3)	937
Charges de financement				348
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés				589
Dépenses en capital	289	292	16	597
2002				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 317	2 682	32	4 031
Achats d'électricité	-	1 857	1	1 858
Exploitation, entretien et administration	374	383	75	832
Amortissement	213	190	8	411
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	730	252	(52)	930
Charges de financement				353
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés				577
Dépenses en capital	260	286	24	570
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>			2003	2002
Total de l'actif				
Transport			6 589	6 638
Distribution			4 623	4 694
Divers			94	90
			11 306	11 422

Tous les produits, coûts et actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

HYDRO ONE INC.**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (suite)****20. CHIFFRES CORRESPONDANTS**

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'alimentation en électricité* stipulait un prix fixe pour l'énergie de 4,3 cents le kWh pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés, rétroactif au libre accès, le 1^{er} mai 2002. La société a retraité de manière rétroactive ses produits et ses achats d'électricité pour la période allant du 1^{er} mai 2002 au 31 décembre 2002 afin de refléter le prix de 4,3 cents le kWh. Ces retraitements compensatoires n'ont pas entraîné de rajustement du bénéfice net enregistré antérieurement. Le bilan de la société au 31 décembre 2002 a également été retraité pour rajuster les créditeurs et charges à payer en fonction du prix de 4,3 cents le kWh.

Les états financiers consolidés comparatifs des exercices antérieurs ont été reclassés pour tenir compte de la présentation adoptée pour les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

HYDRO ONE INC.

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES¹

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2003	2002	2001	2000	1999
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	1 298	1 317	1 259	1 260	1 237
Distribution	2 734	2 682	2 158	1 703	1 793
Divers	26	32	49	32	95
	4 058	4 031	3 466	2 995	3 125
Charges					
Achats d'électricité	1 872	1 858	1 267	859	939
Exploitation, entretien et administration ²	795	832	824	863	863
Amortissement	454	411	384	348	342
Rajustement du coût transitoire ³	-	-	-	-	55
Commission de garantie de la dette provinciale ⁴	-	-	-	-	8
	3 121	3 101	2 475	2 070	2 207
Autres produits					
Gain à la vente d'un placement ⁵	-	-	-	-	32
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	937	930	991	925	950
Charges de financement	348	353	350	340	381
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	589	577	641	585	569
Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	193	233	267	207	194
Bénéfice net	396	344	374	378	375
Résultat par action ordinaire de base et dilué⁶ (en dollars canadiens)	3 779	3 258	3 562	3 182	-

¹ Avant le 1^{er} avril 1999, les résultats d'exploitation et les situations financières auraient pu être différents si Hydro One avait été une société autonome ayant sa propre direction et sa propre structure du capital, plutôt qu'une unité fonctionnelle d'Ontario Hydro.

² Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2002 incluaient un montant de 25 millions de dollars pour un programme de réduction de l'effectif et, pour 1999, un montant net de 24 millions de dollars pour un programme de réduction de l'effectif et la reprise de certaines provisions.

³ Le rajustement du coût transitoire est une charge ponctuelle qui représentait la différence entre les coûts permis stipulés dans les ordonnances tarifaires de la Commission et les coûts engagés par Ontario Hydro durant les trois premiers mois de 1999 qui étaient permis en vertu de la *Loi sur la Société de l'électricité*.

⁴ La commission de garantie de la dette provinciale était une commission annuelle égale à la moitié de un pour cent (0,5 %) de l'encours de la dette totale garantie par la province au 31 décembre précédent. Cette commission a été abolie en date du 1^{er} avril 1999.

⁵ Le 15 septembre 1999, Hydro One a vendu sa participation de 25 % dans Ontario Quinta A.V.V., d'où un gain à la vente.

⁶ Le 31 mars 2000, Hydro One a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 % et 99 990 actions ordinaires.

HYDRO ONE INC.**SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES
D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES¹ (suite)**

*Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)*

	2003	2002	2001	2000	1999
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	6 589	6 638	6 693	6 477	6 643
Distribution	4 623	4 694	4 416	3 434	3 377
Divers	94	90	122	86	70
Total de l'actif	11 306	11 422	11 231	9 997	10 090
Autres données financières					
BAIIA ⁷	1 391	1 341	1 375	1 273	1 292
Dépenses en capital					
Transport	289	260	274	280	327
Distribution ⁸	292	286	247	152	186
Divers	16	24	45	14	16
Total des dépenses en capital	597	570	566	446	529
Ratios					
Couverture de la dette à long terme par l'actif net ⁹	1,86	1,90	1,88	1,90	1,83
Ratio de couverture par le bénéfice ¹⁰	2,43	2,35	2,53	2,37	2,19
Statistiques d'exploitation					
Transport :					
Unités transportées (TWh) ¹¹	151,7	153,2	146,9	146,9	144,1
Demande de pointe du réseau (MW) ¹¹	24 849	25 629	25 269	23 428	23 435
Total des lignes de transport (en kilomètres)	28 621	28 492	28 387	28 490	28 889
Distribution :					
Unités distribuées (TWh) ¹¹	27,9	27,1	21,3	17,6	18,1
Total des lignes de distribution (en kilomètres)	123 297	122 830	122 399	113 880	113 400
Abonnés	1 238 748	1 219 614	1 193 089	957 474	933 990
Total de l'effectif permanent ¹²	3 967	3 933	4 815	4 468	5 632

⁷ Le BAIIA représente le bénéfice avant les charges de financement, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et l'amortissement et n'inclut pas le produit lié au financement. Cette mesure non conforme aux PCGR est fournie parce qu'il s'agit d'une mesure standard et pratique de la situation financière de la société.

⁸ Les dépenses en capital excluent 468 millions de dollars en 2001 et 23 millions de dollars en 2000 associés à l'acquisition de sociétés de distribution locale.

⁹ Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net est calculé comme le total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an).

¹⁰ Le ratio de couverture par le bénéfice a été calculé comme la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes sur actions privilégiées.

¹¹ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

¹² Le 1^{er} mars 2002, environ 770 employés permanents ont été transférés à Inergi LP (voir la note 18).

Hydro One

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
AGNELLO	PETE	FLM - Forestry	\$130,347.53	\$561.60
AGOSTINO	JOSEPH	Assistant General Counsel	\$211,990.10	\$1,214.40
AHMAD	SHERRY	Mgr., Regulatory & Critical Projects	\$152,386.18	\$847.44
AKHTYRCHENKO	ELENA	CADD Operator	\$100,631.19	\$250.14
ALAGHEBAND	BIJAN	Strategic Planner	\$103,967.20	\$621.36
ALBERT	ROGER	President & CEO - Brampton Hydro	\$175,973.04	\$6,104.16
ALDRED	MARYANNE	Senior Legal Counsel	\$144,816.62	\$276.32
ALICANDRI	VINCE	Director, Corporate Tax	\$247,818.66	\$1,401.84
ALLEN	PETER	Regional Maintainer I - Lines	\$104,908.51	\$411.28
ALLEN	BARB	Manager - Customer Care	\$147,772.72	\$287.76
ALLIN	RANDY	Regional Maintainer I - Lines	\$100,289.11	\$411.28
ALT	RICH	Reg. Maintainer - Elect. UTS Lvl 3	\$112,683.20	\$764.56
ALTOMARE	CARM	Mgr., Network Performance Mgmt	\$144,358.20	\$415.67
ALVES	BILL	Team Leader/ Senior Advisor	\$106,509.17	\$640.08
ANAM	WILLIAM	Sr. Eng./ Officer - Trans. Op. Tools	\$103,052.62	\$599.04
ANDERSON	RON	Regional Maintainer I - Lines	\$120,193.12	\$411.28
ANDERSON	B.	Regional Maintainer I - Lines	\$111,698.94	\$411.28
ANDRE	HENRY	Team Leader/ Senior Advisor	\$106,509.17	\$541.20
ANDREWS	SCOTT	Protection & Control Tech.	\$102,566.43	\$344.52
ANDREWS	JACK	Regional Maintainer I - Lines	\$121,349.96	\$411.28
ARGUE	JOHN	Senior Protection & Control	\$104,153.30	\$561.60
ARMSTRONG	DAVID	Regional Maintainer - Elect.	\$111,793.38	\$411.28
ARSCOTT	CLIFF	Regional Maintainer I - Lines	\$108,706.77	\$411.28
ARTUSO	ADRIANO	Protection & Control Tech.	\$100,154.54	\$468.00
ASH	DEAN	Regional Maintainer I - Lines	\$115,458.55	\$411.28
ATKINS	PETER	Project Manager	\$103,668.37	\$615.12
ATTHILL	STEVE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$142,356.24	\$446.92
ATTRIDGE	DON	Regional Maintainer I - Lines	\$102,005.31	\$411.28
AUGUST	PAUL	Regional Maintainer - Elect.	\$103,225.73	\$565.04
AUSTIN COOK	CARL	Maintenance Technician	\$103,184.79	\$436.24
AVERY	DALE	Technical Supervisor	\$101,669.44	\$1,038.76
AWRAM	KEN	Regional Maintainer I - Lines	\$126,724.90	\$411.28
AYERST	JAMIE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$108,962.93	\$445.12
BABIK	PETER	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$107,450.18	\$462.00
BADA	NICK	Manager, Consulting Services	\$119,115.18	\$248.16
BADGLEY	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$102,334.11	\$347.60
BAHADOOR	STEVEN	Senior Network Specialist	\$124,266.39	\$565.20
BAHRA	DEVINDER	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,906.57	\$611.52
BAIN	MARTIN	Mgr., Contract Mgmt & Comm. Agrmts	\$141,975.55	\$570.24
BAKER	GARY	Regional Maintainer I - Lines	\$107,344.29	\$411.28
BALL	STUART	Environment Planner/ Engineer	\$116,099.47	\$521.52
BANDY	DAVE	Network Mgmt Eng./ Officer	\$108,471.28	\$571.44
BANH	ANDY	Telecommunications Eng./ Officer	\$114,299.46	\$511.68
BANNERMAN	DAN	Regional Maintainer I - Lines	\$100,184.62	\$411.28
BARBE	MIKE	FLM - Lines	\$119,771.14	\$571.44
BARBER	PETE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$141,726.86	\$446.92
BARBERSTOCK	WILL	Transport & Work Equip Mec UTS	\$103,051.71	\$980.34
BARCLAY	DAVID	Protection & Control Tech.	\$112,648.88	\$462.96
BARKWELL	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,208.47	\$411.28
BARRIE	DAVE	Senior VP, Asset Management	\$445,452.94	\$755.04

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BASKOT	VLADO	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$116,176.45	\$480.48
BATEMAN	TERRY	FLM - Lines	\$110,395.52	\$546.48
BATES	GLEN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$113,224.06	\$481.68
BATOFF	PAUL	Superv. Distribution Technician	\$102,353.82	\$481.68
BATOG	RICH	Regional Maintainer - Lines UTS	\$114,031.28	\$573.66
BATSON	PAUL	Regional Maintainer - Elect.	\$105,421.60	\$411.28
BAUMKEN	DAVID	Mgr., Emergency Preparedness	\$129,935.12	\$728.64
BEAM	DICK	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$103,739.33	\$451.36
BEANGE	ROBERT	Regional Maintainer - Lines UTS	\$131,197.63	\$481.68
BEATTIE	ROBERT	Regional Maintainer I - Lines	\$108,801.37	\$411.28
BEAUDRY	DEAN	Team Leader - Field Services	\$104,543.86	\$443.52
BEAUDRY	R.	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$106,760.35	\$445.12
BEAULIEU	JULIEN	Regional Maintainer I - Lines	\$118,106.97	\$411.28
BEAULNE	MARCEL	Protection & Control Engineer	\$104,432.89	\$490.32
BELL	NOEL	Chief Estimator	\$106,224.26	\$475.20
BELLAMY	TERRY	Maintenance Technician	\$102,045.12	\$368.72
BELLON	ENZO	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$113,496.28	\$445.12
BELZILE	MARCEL	Protection & Control Tech.	\$105,330.76	\$462.96
BENDALL	DOUG	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$118,229.13	\$445.12
BENISH	GLENN	Meter Data Acquisition Supervisor	\$107,086.37	\$502.80
BENKO	EDWARD	Regional Maintainer - Elect.	\$101,083.25	\$411.28
BENNETT	GARRY	Regional Maintainer I - Lines	\$109,663.25	\$1,098.97
BENSCHOP	ADRIAN	Senior Electrical Area Supervisor	\$118,767.85	\$475.44
BENTLEY	DAN	Regional Maintainer - Elect.	\$103,522.05	\$804.99
BERGIN	JEFF	Group Leader, Telecom	\$103,669.82	\$608.88
BERINGER	DALE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$108,732.34	\$481.68
BERMON	M.	Sr. VP & Chief Regulatory Officer	\$116,554.00	\$5,323.68
BERRY	GEORGE	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$109,059.97	\$859.41
BERTOLO	RICHARD	Dir., Carrier Rel. & Part Relations	\$172,971.12	\$1,045.44
BERTRAM	LESLIE	Senior Advisor	\$116,075.61	\$496.32
BEST	WAYNE	Regional Maintainer I - Lines	\$103,246.48	\$411.28
BESTER	DENIS	FLM - Lines	\$106,857.59	\$555.36
BESTER	BOB	Regional Maintainer - Lines UTS	\$112,039.38	\$481.68
BESTER	DAN	Regional Maintainer I - Lines	\$115,966.03	\$411.28
BEYORE	MICHEL	Regional Maintainer - Mech. UTS	\$141,982.56	\$964.44
BIKSA	VICTOR	Mgr., Prgm Mgmt & MNTCE Support	\$111,619.27	\$237.60
BILCKE	RANDY	Regional Maintainer I - Lines	\$105,240.68	\$411.28
BILL	GREG	Regional Maintainer - Mechanical	\$110,270.61	\$4,282.02
BILLYARD	BOB	Operating Manager	\$109,349.29	\$768.24
BIRD	JOHN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$106,756.24	\$725.18
BJERNO	JEFF	Regional Maintainer - Elect.	\$103,425.16	\$681.47
BLACK	DAVE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$114,115.58	\$481.68
BLANK	ANDREW	FLM - Forestry	\$132,772.70	\$530.40
BOATMAN	DAVE	Senior Shift Authority	\$111,704.89	\$475.44
BODKIN	BRIAN	Area Superintendent	\$122,348.73	\$1,519.70
BODNAR	SUSAN	Mgr., Financial & Business Support	\$157,937.44	\$982.08
BOLAND	MIKE M. D.	Mgr., Operating Effectiveness	\$140,856.59	\$1,892.25
BOOKER	GORD	Senior Protection & Control	\$106,650.46	\$577.68
BOOTH	DAVID	Protection & Control Tech.	\$104,474.02	\$468.00
BOSOMWORTH	JOHN	Helicopter Pilot	\$112,151.77	\$648.96
BOSYJ	RON	Senior P & C Specialist	\$123,415.45	\$605.28
BOUCHER	MARC	Senior Account Executive - Com.	\$112,672.89	\$596.40
BOURRET	PETER	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$115,570.32	\$445.12
BOWEN	JIM	Electrician - Sr. Foreperson Const.	\$101,333.38	\$0.00
BOWES	R.	Area Distribution Eng. Tech.	\$108,706.28	\$412.16

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BOWMAN	GLENN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$105,774.00	\$445.12
BOYLE	D.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$126,605.22	\$1,275.38
BRACKEN	BRENDA	Sr. Advisor Customer & Reg.	\$106,557.17	\$633.84
BRADLEY	KEN	Sector Control Supervisor	\$143,556.84	\$502.80
BRADLEY	IAN	Manager, Operating Facilities	\$145,456.09	\$863.28
BRADLEY	DARRIN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$135,847.93	\$407.44
BRAINARD	TED	Regional Maintainer I - Lines	\$100,319.36	\$411.28
BRANCATI	DEREK	Regional Maintainer I - Lines	\$111,131.03	\$411.28
BRECHIN	NORM	Senior Protection & Control	\$112,258.63	\$443.52
BRENNAN	JOHN	FLM - Lines	\$108,878.20	\$600.87
BRIGGS	NATALIE	T/ L - Distribution Information	\$115,996.33	\$577.68
BRODIE	SCOTT	Regional Maintainer - Lines Impr.	\$111,391.83	\$298.32
BROHM	MARK	Regional Maintainer - Lines UTS	\$111,509.50	\$463.84
BROOKSBANK	JASON	Senior Protection & Control	\$100,793.03	\$443.52
BROWN	ROBERT	Manager Environment, H & S Audit	\$127,656.70	\$778.80
BROWN	DOUG	Area Distribution Eng. Tech.	\$102,554.99	\$412.16
BROWN	TERRY	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$113,586.54	\$586.56
BRUNKE	KEVIN	Level I Operator	\$113,755.04	\$426.88
BULFON	ADRIAN	Senior CADD Designer - Mech.	\$112,100.04	\$491.20
BULKIEWICZ	STAN	Superv. Distribution Technician	\$104,923.12	\$481.68
BULL	BRYCE	Regional Maintainer I - Lines	\$106,071.45	\$347.60
BULLOCK	RALPH	Regional Maintainer - Lines UTS	\$114,634.35	\$481.68
BUNN	PHIL	Design Draftsperson, Electrical	\$106,439.38	\$410.96
BUOY	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$106,944.66	\$347.60
BURAK	RITA	Chair	\$146,791.56	\$0.00
BURNIE	MEL	Senior Electrical Area Supervisor	\$107,906.53	\$430.00
BURNIE	DAN	Superv. Distribution Technician	\$103,193.89	\$480.42
BURTON	TIM	Prot. & Control Tech. Trainee	\$114,108.27	\$436.24
BUT	STANLEY	Mgr., Economics & Load Fore	\$137,672.23	\$799.92
BUTTERS	DAN	Regional Maintainer I - Lines	\$105,879.10	\$411.28
BYRNE	STEPHEN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$128,220.58	\$445.12
CABEL	GRAHAM	Maintenance Scheduler	\$105,270.08	\$521.52
CAIRNS	CURTIS	Regional Maintainer - Elect.	\$100,205.20	\$805.01
CALVIN	V.	Supervising Meter & Relay Srvc	\$128,000.97	\$462.96
CAMELINO	RUBEN	H/ R Information Sys. Analyst	\$106,965.69	\$657.36
CAMERON	JIM	Protection & Control Tech.	\$117,825.19	\$1,018.00
CAMERON	JOHN	Regional Line Supervisor	\$107,815.22	\$646.32
CAMPBELL	IAN	Project Manager	\$125,720.32	\$252.20
CAMPBELL	DEAN	Senior Electrical Area Supervisor	\$122,397.87	\$475.44
CAMPBELL	BILL	Controller	\$102,864.24	\$426.88
CANCILLA	ENZA	Manager, Public Affairs	\$125,899.09	\$253.44
CAPPELLO	PHIL	Senior Telecommunications Analyst	\$118,418.90	\$462.00
CARLETON	GEORGE	Director, Business Integration	\$195,366.31	\$1,116.72
CARNOCHAN	BOB	Regional Maintainer - Lines UTS	\$142,985.75	\$481.68
CARNOVALE	GARY	Regional Maintainer - Forestry	\$101,992.95	\$867.20
CARPENTER	JOHN	Senior Integration Advisor	\$100,791.77	\$590.16
CASEY	KEN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$106,621.38	\$481.68
CASSAR	STEPHEN	Senior Protection & Control	\$111,851.52	\$521.52
CASTELINO	JEAN	Senior Financial Advisor	\$101,674.80	\$608.88
CASTLE	H.	Area Distribution Eng. Tech.	\$105,798.91	\$411.28
CAUL	GORDON	FLM - Lines	\$107,572.22	\$436.24
CAVASIN	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$103,132.83	\$464.16
CAVAZZON	LAURA	Team Leader/ Senior Advisor	\$104,227.85	\$520.08
CEASER	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$109,902.34	\$411.28
CHANDOK	ROB	Design Engineer - Specialist	\$131,195.32	\$567.84

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
CHANT	BILL	Lines Superintendent	\$142,223.12	\$831.60
CHARBONNEAU	MIKE	Regional Maintainer - Forestry	\$107,299.10	\$387.20
CHARLEBOIS	YVON	Regional Maintainer I - Lines	\$104,636.10	\$411.28
CHARTERS	DOUG	Senior Electrical Area Supervisor	\$116,588.23	\$509.92
CHASE	DUANE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$112,625.02	\$464.18
CHEE HING	D.	Customer Intelligence Specialist	\$104,868.20	\$627.60
CHEN	R.	Network Mgmt Eng./ Officer	\$100,265.60	\$506.88
CHENG	WILLIAM	Strategic Planner	\$101,148.80	\$605.28
CHENG	AARON	Director, Information Tech. Systems	\$154,976.73	\$966.24
CHENG	STEVE	Information Systems Analyst	\$129,046.92	\$540.24
CHESSELL	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$107,622.97	\$411.28
CHESSELL	PHILIP	Regional Maintainer - Lines UTS	\$106,671.68	\$481.68
CHEUNG	BILL	Micro Computer App. Specialist	\$106,799.40	\$546.48
CHILTON	GERRY	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$117,942.59	\$611.52
CHONG	DAVID	Project Manager	\$136,312.62	\$661.44
CHOPEE	ERWIN	Work Methods Specialist	\$106,209.14	\$772.11
CHRISTIE	WILLIAM	Manager, Cost Accounting	\$164,390.96	\$654.72
CHRISTOPHI	CHRIS	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$100,054.37	\$599.04
CHURCH	RANDY	Team Leader/ Senior Advisor	\$103,543.97	\$525.36
CHURCHILL	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$101,905.30	\$411.28
CIUFO	JOHN	Team Leader/ Senior Advisor	\$103,292.17	\$615.12
CLANCY	EDWARD	Regional Maintainer I - Lines	\$101,147.53	\$347.60
CLARE	DAVE	Superintendent, Southern	\$132,958.98	\$821.04
CLARE	DOUG	Senior Comptrollership Advisor	\$113,665.48	\$680.16
CLARK	DEAN	Regional Maintainer I - Lines	\$113,182.39	\$411.28
CLARK	GRANT	Forestry Zone Manager	\$126,868.58	\$822.54
CLARKE	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$105,646.61	\$411.28
CLARKE	PAT	Regional Maintainer - Elect.	\$112,187.50	\$755.02
CLARKE	GEORGE	FLM, Distribution Operations Mgmt	\$171,843.57	\$574.08
CLARKE	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$132,759.77	\$411.28
CLAY	MICHAEL	Work Program Analyst	\$128,665.00	\$530.40
CLEMENT	MARC	Lines Coordinator	\$123,722.45	\$468.60
CLOUTIER	ROGER	Superv. Distribution Technician	\$106,942.82	\$1,434.42
COATHAM	JOHN	FLM - Forestry	\$126,268.66	\$540.24
COATHUP	JIM	Human Resources Consultant	\$121,592.76	\$728.64
COCHRANE	RITA	Sr. Contract Eng./ Officer Admin.	\$102,431.77	\$615.12
COFFEY	TOM	Regional Line Supervisor	\$104,205.66	\$952.56
COLACO	DERICK	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$102,108.57	\$506.88
COLBERT WRIGHT	SUSAN	Information Technology Business Mgr.	\$111,473.41	\$728.64
COLDEN	BRAD	Operating Manager	\$115,030.36	\$4,373.57
COLE	PHIL	Regional Maintainer I - Lines	\$105,747.74	\$411.28
COLE	DARRYL	Regional Maintainer I - Lines	\$119,557.26	\$411.28
COLLINS	GARY	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$110,467.17	\$445.12
COLLINS	GEORGE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$107,294.02	\$481.68
COLLINS	SCOTT	Regional Maintainer I - Lines	\$105,627.77	\$347.60
COLLINS	LEON	Distribution Account Executive	\$102,739.98	\$2,712.72
COLLINS	TODD	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$105,676.68	\$445.12
COMEAU	DON	Superintendent - Stn Services	\$114,411.85	\$485.76
COMSTOCK	MARK	Distribution System Supervisor	\$131,040.45	\$2,898.96
CONLON	BRUCE	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$109,768.54	\$484.82
CONNELLY	TOM	FLM - Stations	\$103,593.73	\$481.68
CONNER	JOHN	Sector Control Supervisor	\$117,027.75	\$555.36
CORE	RONALD	Regional Maintainer I - Lines	\$106,289.79	\$411.28
CORNELL	PERRY	Senior Electrical Area Supervisor	\$101,794.48	\$377.68
CORY	PAUL	FLM - Lines	\$112,957.11	\$546.48

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
COSGROVE	R.	Regional Maintainer I - Lines	\$109,531.77	\$411.28
COTTON	BRAD	Regional Maintainer I - Lines	\$101,998.59	\$347.60
COULIS	C. J.	Dir., Remote Communities Operations	\$143,351.04	\$1,006.94
COULTER	BLAIR	Regional Maintainer I - Lines	\$132,989.34	\$411.28
COWAN SAHADATH	KATHY	Mgr., Change Management & Comm.	\$132,230.47	\$823.68
COXSON	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$118,074.06	\$411.28
COYLE	BARRY	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$114,685.62	\$445.12
CRAIK	DAN	Regional Maintainer I - Lines	\$115,169.00	\$411.28
CRAWFORD	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,411.65	\$411.28
CRAWFORD	TOM	Operating Manager	\$122,337.63	\$741.84
CREAMER	BRENT	Protection & Control Engineer	\$108,541.94	\$452.88
CREASER	DANA	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$111,104.36	\$445.12
CREIGHTON	ANNE	Dir., Corporate Communications	\$131,819.49	\$887.04
CROCKETT	KEN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$117,499.01	\$445.12
CROCKETT	HUGH	Lines Superintendent	\$123,920.79	\$697.56
CROSBIE	CARMAN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,506.23	\$411.28
CROSBIE	DAVID	FLM - Lines	\$110,075.49	\$577.68
CROWN	R.	Assistant General Counsel	\$218,923.50	\$404.80
CUMMING	JAMES	Regional Maintainer I - Lines	\$101,372.53	\$411.28
CURRIE	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$108,047.53	\$411.28
CURRIE	DOUG	Mgr., Central Meter & P & C Svcs	\$125,207.08	\$501.60
CURTIS	BILL	Regional Maintainer I - Lines	\$101,425.43	\$411.28
CURTIS	DAVID	Director Transmission Rgltn	\$172,699.75	\$1,016.40
DAFOE	STAN	Account Exec. - Utility Sales	\$108,950.03	\$640.08
D'ANDREA	FRANK	Financial Planning & Reporting	\$114,437.60	\$667.68
DANG	MICHAEL	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,838.57	\$611.52
DAOUST	M.	Protection & Control Tech.	\$115,129.20	\$382.58
D'Aoust	DENNIS	Level 1A Operator	\$109,946.23	\$430.00
D'ARCEY	MYLES	VP, Stations & Remotes	\$268,971.37	\$2,039.11
DAUB	D.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$106,753.58	\$481.68
DAVIDGE	BRIAN	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$116,734.95	\$546.48
DAVIDSON	TERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$110,289.91	\$411.28
DAVIDSON	DEAN	Suprv Forestry Technician	\$100,665.89	\$462.96
DAVIS	JEFF	Regional Maintainer I - Lines	\$100,105.45	\$347.60
DAW	JOHN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$113,704.98	\$481.68
DAWDY	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$108,881.20	\$347.60
DAWSON	GLENN	Regional Maintainer I - Lines	\$103,065.61	\$411.28
DAWSON	SCOTT	FLM - Stations	\$103,912.84	\$571.44
DAYMAN	LAURIE	Regional Maintainer I - Lines	\$136,973.26	\$411.28
DAYMAN	GARY	Regional Maintainer I - Lines	\$113,182.40	\$411.28
DE MENECH	RENZO	Team Leader Business Processes	\$107,350.90	\$520.08
DEJESUS	DAN	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$109,012.20	\$534.00
DELLA ROSSA	MIKE	Dir., Environmental & H & S Policy	\$197,669.16	\$1,148.40
DELLA VEDOVA	GINO	Meter & Relay Services - First	\$107,012.14	\$541.20
DELLANDREA	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$102,375.31	\$411.28
DEMERS	JOHN	FLM - Lines	\$106,994.85	\$723.48
DENNIS	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$143,876.20	\$411.28
DENNISTON	BRUCE	Regional Maintainer I - Lines	\$102,749.78	\$411.28
DENSMORE	RON	Helicopter Pilot	\$111,768.51	\$549.12
DEPOL	D.	Regional Maintainer I - Lines	\$102,703.76	\$546.28
DERASP	DEREK	Senior Electrical Area Supervisor	\$118,790.95	\$475.44
DESIMONE	RICHARD	Carpenter Foreman - Construction	\$112,247.41	\$0.00
DESIRA	GODFREY	Mgr., Cntrl Oprns & Support Teams	\$175,838.75	\$2,760.46
DEUGO	SHANE	Superv. Distribution Technician	\$101,557.46	\$462.96
DEUGO	DOUG	Reg. Maintainer - Cable Splicer UTS	\$110,979.11	\$481.68

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
DEWULF	J.	Senior Technical Services Specialist	\$122,992.88	\$599.04
DHALIWAL	DAVID	Information Technology Business Mgr.	\$109,547.20	\$480.48
DI LULLO	BRUNO	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$114,441.82	\$515.10
DICK	BRIAN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$116,483.39	\$3,758.37
DIEBOLD	TOM	Regional Maintainer I - Lines	\$106,537.36	\$411.28
DIER	STEVE	FLM - Forestry	\$148,910.09	\$567.84
DIGNEM	RICK	Regional Mntner - Civil UTS	\$101,261.38	\$690.29
DILLABOUGH	WAYNE	Regional Maintainer I - Lines	\$109,872.93	\$411.28
DION	LARRY	Regional Maintainer - Elect.	\$131,666.41	\$735.49
DION	BERNARD	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$111,676.60	\$407.44
DIXON	GLENN	Regional Maintainer I - Lines	\$110,752.40	\$411.28
DIXON	JIM	Mgr., Design & Technical Support	\$115,498.99	\$689.04
DOBSON	JOHN	Powerline Ground Assistant	\$112,495.39	\$324.80
DOHERTY	DEAN	Regional Maintainer I - Lines	\$117,814.09	\$411.28
DOLAN	PERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$112,067.35	\$411.28
DOLAN	DALE	FLM - Lines	\$102,385.06	\$546.48
DONADEL	RAY	Regional Maintainer - Elect.	\$107,289.88	\$411.28
DOREY	STEVE	Sr. VP, Strategic Planning	\$274,956.10	\$1,488.96
DORLAND	ART	Regional Maintainer - Elect.	\$113,542.60	\$555.17
DOUGLAS	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$101,267.32	\$411.28
DRAUS	STAN	Sr. Protection & Control Superv.	\$101,938.50	\$599.04
DRAVES	MARK	Regional Maintainer I - Lines	\$104,481.25	\$411.28
DRESSER	JAY	Regional Maintainer I - Lines	\$105,453.30	\$411.28
DROHAN	PAT	Sector Control Supervisor	\$118,724.96	\$555.36
DUBEAU	B.	Regional Maintainer I - Lines	\$102,286.96	\$411.28
DUBROY	MIKE	Protection & Control Engineer	\$103,423.79	\$490.32
DUFOUR	JACK	Transmission Lines Technician	\$103,733.66	\$1,369.93
DUMKA	BOHDAN	Senior Comptrollership Advisor	\$113,000.80	\$661.44
DUNN	CLIFF	Controller	\$119,080.94	\$475.44
DUPUIS	PIERRE	Regional Maintainer I - Lines	\$129,605.99	\$411.28
DUPUIS	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$106,491.04	\$411.28
DUPUIS	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$106,058.57	\$411.28
DUPUIS	J.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$106,250.06	\$481.68
DURANT	JOHN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$118,848.93	\$445.12
DURETTE	PHIL	Regional Maintainer - Elect.	\$102,245.98	\$763.14
DURST	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$101,802.11	\$411.28
DUSOME	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$112,014.14	\$411.28
DYMENT	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$110,514.63	\$411.28
EADY	GRANT	Superv. Distribution Technician	\$103,701.45	\$752.78
ECKENSWEILER	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$107,626.82	\$411.28
ECKENSWEILER	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$102,063.36	\$411.28
ECKENSWEILER	DAN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$106,204.62	\$445.12
ECKERT	WAYNE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$116,201.02	\$481.68
EGAN	DEAN	Protection & Control Tech.	\$102,425.42	\$468.00
EL NAHAS	IBRAHIM	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,383.96	\$599.04
ELEN	ALAIN	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$103,262.13	\$615.12
ELLIS	STACEY	Regional Maintainer I - Lines	\$102,435.08	\$411.28
ELLIS	DANNY	Regional Maintainer I - Lines	\$112,377.91	\$411.28
ELVINS	TODD	Protection & Control Tech.	\$101,794.08	\$468.00
EMMONS	ROSS	Regional Maintainer I - Lines	\$107,875.16	\$347.60
ENGELBERG	MICHAEL	Assistant General Counsel	\$211,069.23	\$1,214.40
ENS	RICK	Senior Comptrollership Advisor	\$102,491.60	\$608.88
ERHARDT	MANFRED	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,692.94	\$586.56
ESTABROOKS	MARC	Construction Field Eng./ Officer	\$106,279.57	\$3,866.17
ETHIER	GAETAN	Regional Maintainer I - Lines	\$110,985.26	\$411.28

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
EVANS	GLEN	Senior Electrical Area Supervisor	\$129,603.26	\$509.92
EVANS	BOB	Prgrm Mgr. - Real Estate Mgmt	\$115,417.41	\$689.04
EVANS	DAN	Protection & Control Tech.	\$103,983.15	\$468.00
EVANS	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$118,745.94	\$347.60
EVELAND	SCOTT	Regional Maintainer I - Lines	\$111,541.15	\$411.28
FAIRCHILD	BOB	Level 1A Operator	\$124,612.08	\$475.44
FALCIONI	RALPH	Supt. - Design, Const. & Asset	\$104,031.94	\$621.36
FALLS	H.	Regional Maintainer I - Lines	\$102,658.39	\$411.28
FAN	STEPHEN	Senior Comptrollership Advisor	\$101,216.80	\$501.60
FARLEY	GEORGE	Regional Line Supervisor	\$104,046.23	\$668.88
FARRELL	ED	Director, Performance Mgmt	\$149,430.43	\$942.59
FARRELL	BRENT	FLM - Forestry	\$119,680.20	\$486.20
FAZIO	ROSSELLA	Assist Project Eng. - Lines	\$107,895.04	\$390.72
FEAVER	ELDON	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$122,727.04	\$580.32
FELL	ROGER	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$131,017.10	\$445.12
FELL	KEN	Regional Maintainer I - Lines	\$109,918.46	\$411.28
FERGUSON	MIKE	Manager, Operating Networks	\$140,370.54	\$1,194.58
FERRIS	TIM	Sector Control Supervisor	\$137,482.56	\$4,230.32
FINCH	JIM	Technical Supervisor	\$135,375.75	\$481.68
FINDLAY	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$107,709.07	\$343.20
FINSTAD	MARK	Safety/Envrnmnt Coordinator	\$103,156.39	\$1,113.11
FISCHL	BRAD	Regional Maintainer - Elect.	\$102,133.42	\$820.64
FISHER	KEITH	Regional Maintainer I - Lines	\$102,859.60	\$411.28
FISHER	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,278.80	\$411.28
FISHER	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$118,743.48	\$411.28
FISHER	RON	Regional Maintainer I - Lines	\$103,044.09	\$411.28
FITCHETT	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$111,738.41	\$411.28
FITZGERALD	LEO	Regional Maintainer - Elect.	\$112,081.96	\$1,116.39
FITZGERALD	EDDIE	Superv. Distribution Technician	\$119,061.12	\$480.42
FITZSIMONS	EAMONN	Rental Tool Supervisor	\$106,605.66	\$524.16
FLAHERTY	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$108,546.20	\$2,281.28
FLEMING	J.	Regional Maintainer I - Lines	\$125,346.02	\$347.60
FLYNN	PAUL	Controller	\$116,844.29	\$475.44
FODCHUK	AL	Senior Electrical Area Supervisor	\$116,733.11	\$426.88
FODCHUK	BILL	Asst.. Safety/ Environment Coordinator	\$106,442.11	\$407.44
FOLEY	JOE	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$106,873.17	\$517.44
FOLEY	STEVEN	FLM - Lines	\$109,261.60	\$567.84
FOORD	BOB	FLM - Stations	\$105,377.67	\$555.36
FORBES	JIM	Accommodation & Support Svcs Superv.	\$100,256.20	\$580.32
FORBES	GORD	Senior Electrical Area Supervisor	\$103,534.76	\$475.44
FORMUSA	JOHN	Director, Pension Fund Operations	\$201,415.22	\$390.72
FORMUSA	LAURA	VP, General Counsel	\$345,654.90	\$650.10
FORSYTH	PETER	Regional Maintainer I - Lines	\$111,295.69	\$411.28
FOSTER	DOUG	Auditor	\$104,709.20	\$627.60
FOSTER	KEN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$102,550.55	\$481.68
FOURNIER	DENNIS	Level 1A Operator	\$107,893.56	\$475.44
FOURNIER	JIM	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$105,351.70	\$445.12
FOX	JOHN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$116,836.09	\$481.68
FOX	DOUG	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$118,675.44	\$445.12
FRANK	COLIN	Regional Maintainer I - Lines	\$114,383.46	\$347.60
FRANK	SUSAN	Director, Wires Fncl Integration & Reg.	\$214,740.05	\$1,267.20
FRASER	RICHARD	Regional Maintainer I - Lines	\$123,152.21	\$411.28
FRASER	JOHN	VP, Internal Audit & CRO	\$263,433.50	\$1,544.40
FRASER	PAUL	Sr. Supervisor - Work Mgmt	\$114,697.57	\$1,208.92
FRASER	COLIN	Financial Planning & Reporting	\$106,329.20	\$640.08

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
FRASER	BARRY	Regional Maintainer - Elect.	\$124,320.67	\$820.64
FREE	RICHARD	Manager, Taxation	\$106,803.37	\$213.84
FREEMAN	NEIL	Project Director, Hydro One Networks	\$129,999.96	\$0.00
FRENCH	B.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$135,321.82	\$481.68
FRENCH	GLEN	Regional Maintainer I - Lines	\$128,266.53	\$347.60
FRIESE	DALE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$125,444.97	\$481.68
FRITSCH	TONY	Manager, Work Methods & Training	\$137,182.26	\$828.96
FUKUZAWA	MARK	Manager, Strategy & Business Dev.	\$130,178.88	\$267.96
GABEL	BRIAN	Vice President, Regulatory Affairs	\$299,781.70	\$1,036.64
GALE	DENNIS	Manager, Financial Audit	\$148,200.25	\$865.92
GALEA	DARRYL	Technical Supervisor	\$102,360.43	\$534.00
GALLAGHER	BRIAN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$116,439.41	\$445.12
GALUSZKA	ZBIGNIEW	Teleprotection Engineer - Specialist	\$104,939.88	\$480.48
GARDEN	A.	Regional Maintainer I - Lines	\$131,497.56	\$411.28
GARG	AJAY	Team Leader/ Senior Advisor	\$108,467.37	\$549.12
GATES	DALE	Regional Maintainer I - Lines	\$110,462.35	\$411.28
GAUCI	WALTER	Protection & Control Eng./ Officer	\$108,916.20	\$461.76
GAUTHIER	P.	FLM - Forestry	\$110,490.27	\$555.36
GAVRILOVIC	MILOMIR	Design Eng. Specialist - Statistics	\$106,399.62	\$517.92
GAYLORD	JIM	Regional Maintainer I - Lines	\$118,528.18	\$411.28
GEDDIS	LARRY	Regional Maintainer I - Lines	\$117,012.07	\$411.28
GEE	R.	Manager, Work Mgmt & Redeployment	\$144,400.82	\$836.88
GEORGE	STEVE	Protection & Control Tech.	\$112,394.65	\$468.00
GERMANN	PETER	Lines Coordinator	\$107,281.40	\$608.88
GHAJ	RAJ	Sr. Network Mgmt Engineer/ Officer	\$101,838.57	\$611.52
GIBBINGS	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$113,225.77	\$411.28
GIBBS	RAY	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$100,360.30	\$529.06
GIBSON	JOHN	Level 1A Operator	\$108,570.35	\$1,121.07
GIBSON	JIM	Regional Maintainer I - Lines	\$109,640.41	\$411.28
GIGUERE	R.	Superv. Distribution Technician	\$101,510.79	\$1,411.54
GILLIES	DAVID	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$115,335.64	\$445.12
GIRARD	NORM	Supt Stations Construction	\$147,835.75	\$1,316.20
GIRARD	VICTOR	Manager, Major Projects	\$131,544.13	\$807.84
GIRARD	ROBERT	Regional Maintainer - Lines UTS	\$140,838.46	\$454.48
GLASS	ROGER	Manager, Environment & Safety	\$131,332.08	\$823.68
GLOVEN	MARVIN	Manager Information Assets	\$142,277.11	\$858.00
GODFREY	ROBBIN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$143,386.19	\$445.12
GODIN	DAVID	Regional Maintainer I - Lines	\$112,101.11	\$411.28
GOEL	ANAND	Manager Lines Engineering	\$131,494.21	\$744.48
GOLDIE	TOM	Senior VP, Corporate Services	\$384,413.33	\$6,759.18
GOLDING	BLANE	Regional Maintainer I - Lines	\$109,361.79	\$411.28
GOLDSMITH	KENT	Regional Maintainer I - Lines	\$127,826.58	\$411.28
GOODHAND	IAN	Sector Control Supervisor	\$135,280.71	\$611.52
GORDON	JIM	FLM - Lines	\$127,133.85	\$567.84
GORDON	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$100,000.61	\$411.28
GORECKI	RAYMOND	FLM, Distribution Operations Mgmt	\$152,886.01	\$636.48
GORMAN	DON	Controller	\$115,663.84	\$509.92
GOTTSCHALD	TONY	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$150,135.07	\$1,299.62
GOUGH	GARY	Labour Relations Manager	\$147,420.00	\$847.44
GOW	BILL	Safety/ Environment Coordinator	\$100,210.05	\$451.36
GRACIC	VLADIMIR	Project Engineer - Stations	\$123,052.92	\$425.04
GRAHAM	JIM	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$128,346.95	\$445.12
GRAHAM	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$101,813.02	\$411.28
GRAHAM	MARK	Director, Trans. Business Development	\$193,344.23	\$744.48
GRANT	JIM	Regional Maintainer - Lines UTS	\$127,775.50	\$2,206.68

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
GRAY	KENNETH	Regional Maintainer - Elect.	\$104,626.98	\$1,078.86
GRAY	TODD	Regional Maintainer I - Lines	\$104,233.81	\$411.28
GRAY	RUSSELL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$101,589.58	\$481.68
GREATRIX	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$108,972.43	\$411.28
GREEN	ROGER	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$113,412.46	\$445.12
GREEY	RUTH	EMF Consultant	\$101,535.57	\$608.88
GRENNING	WAYNE	Project Engineer - Lines	\$128,998.80	\$0.00
GRIBBON	JAMES	VP, Fin. & Admin. - Brampton Hydro	\$128,622.73	\$6,624.41
GRIESE	ALAN	Controller	\$122,039.93	\$475.44
GRILLS	BOB	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$116,250.17	\$491.20
GRIMOLDBY	PAUL	Regional Maintainer - Elect.	\$103,241.45	\$347.60
GROSS	LEONARD	Vice President, Engineering	\$278,073.03	\$528.00
GUENETTE	DARRIN	Regional Maintainer I - Lines	\$100,343.23	\$411.28
GUILD	WAYNE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$120,026.57	\$481.68
GUMMO	GARTH	Regional Maintainer I - Lines	\$109,598.91	\$411.28
GUNNIS	TOM	Regional Maintainer I - Lines	\$111,072.84	\$411.28
GUNSINGER	MIKE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$125,452.54	\$481.68
GUNSON	LEN	Helicopter Pilot	\$115,376.00	\$549.12
GUTHRO	CHARLES	Manager, Fleet Services	\$159,540.61	\$974.16
HACKER	KAREN	Network Mgmt Eng./ Officer	\$109,214.05	\$2,025.90
HACKER	ALLAN	FLM - Lines	\$110,942.41	\$515.28
HADDOCK	STEVE	Team Leader/ Senior Advisor	\$105,430.97	\$535.92
HALL	JAMES	Manager, Business Integration	\$146,771.81	\$887.04
HAMILTON	SCOTT	Regional Maintainer I - Lines	\$101,668.56	\$347.60
HAMMOND	ROGER	Regional Maintainer I - Lines	\$111,180.07	\$411.28
HANCOCK	MARTY	FLM - Forestry	\$114,208.42	\$555.36
HANDFIELD	GINETTE	Mgr., Prog Integ. & Special Projects	\$142,219.88	\$277.20
HANN	NORM	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$102,381.93	\$592.80
HANNIMAN	KEVIN	Senior Electrical Area Supervisor	\$116,023.83	\$471.28
HARDING	JIM	Team Leader, Rehab Svcs	\$119,451.57	\$498.08
HARE	BRIAN	Controller	\$116,391.69	\$475.44
HAROMSZEKI	ROBERT	Eng./ Officer, Transmission Op. Tools	\$124,622.27	\$449.28
HARPER	TOM	Regional Maintainer - Lines UTS	\$112,805.73	\$481.68
HARREN	B.	Regional Maintainer I - Lines	\$111,872.54	\$411.28
HARRIS	LEN	Regional Maintainer - Elect.	\$113,033.36	\$820.64
HARRIS	NEIL	Mgr., Transmission Performance Mgmt	\$140,874.79	\$823.68
HART	LES	Sr. Real Estate Coordinator	\$106,868.39	\$577.68
HARTWICK	KEN	Chief Financial Officer	\$690,501.84	\$9,625.00
HARTWICK	MARK	Area Distribution Eng. Tech.	\$120,159.39	\$411.28
HARVEY	TOM	Regional Maintainer I - Lines	\$113,926.40	\$411.28
HASKELL	WILLIAM	Regional Maintainer I - Lines	\$105,661.60	\$411.28
HATHOUT	IBRAHIM	Senior Design Specialist	\$128,983.02	\$586.56
HATZIOANNOU	PETER	Reg. Maintainer - Cable Splicer UTS	\$134,153.52	\$407.44
HAURANEY	PAUL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$101,390.09	\$481.68
HAWES	JOHN	Fleet Planning & Requist. Officer	\$103,119.42	\$586.56
HAWKINS	PAUL	Forestry Zone Manager	\$125,703.21	\$728.64
HAWLEY	TOM	Regional Maintainer - Lines UTS	\$134,962.93	\$481.68
HAYES	DAVID	Team Leader - Field Services	\$102,362.02	\$502.80
HEADRICK	PAUL	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$106,866.60	\$445.12
HEASLIP	TED	Regional Maintainer I - Lines	\$110,575.32	\$411.28
HEATH	WAYNE	Asst.. Resource Deployment & Est.	\$113,106.26	\$509.04
HEATH	JOE	Regional Maintainer - Elect.	\$117,703.43	\$820.64
HEFFRON	T.	Line - Sr. Foreperson Const.	\$105,164.89	\$0.00
HENDERSON	MIKE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$116,929.34	\$445.12
HENDERSON	BRUCE	Director, Forestry Services	\$203,879.33	\$1,624.22

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
HENDERSON	GRAHAM	Mgr., Transmission & Dstrb Sett.	\$154,716.31	\$1,013.76
HERD	TOM	Regional Maintainer - Elect.	\$133,765.53	\$347.60
HERINGER	ALF	Senior P & C Specialist	\$124,294.43	\$580.32
HEWSON	ALEX	Eng./ Officer, Transmission Op. Tools	\$144,017.87	\$506.88
HIBRANT	DOUG	Environment & Health Technician	\$102,024.60	\$436.24
HICKMAN	JEAN	Controller	\$109,010.24	\$475.44
HILL	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$104,492.85	\$411.28
HILL	JIM	Transport & Work Equip Mec UTS	\$102,125.78	\$978.86
HILL	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$126,763.28	\$411.28
HILL	DAVID	Team Leader - Op Tools Implementation	\$120,797.09	\$570.24
HILL	KEN	Area Superintendent	\$114,971.14	\$246.40
HINATSU	WALLY	Senior Network Specialist	\$115,132.09	\$477.84
HIND	J.	Electrician - Sr. Forepsn Const.	\$108,111.66	\$1,326.40
HIRANO	STEVEN	Manager, Investor Relations	\$110,622.80	\$758.00
HOARD	BRUCE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$104,416.32	\$481.68
HOBLEY	JEFF	Regional Maintainer I - Lines	\$129,996.97	\$411.28
HOGENDOORN	L.	Regional Maintainer I - Lines	\$114,662.00	\$411.28
HOGG	DAVE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$104,175.17	\$445.12
HOGLUND	GLEN	Manager, Power System Projects	\$132,325.01	\$760.32
HOLDSWORTH	ANDY	Regional Maintainer I - Lines	\$108,885.01	\$411.28
HOLMES	ELLIS	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$119,310.23	\$411.28
HOLMES	BRIAN	Regional Maintainer - Elect.	\$117,629.10	\$638.98
HOLMES	RICK	Regional Maintainer - Lines UTS	\$149,141.00	\$481.68
HOLOPAINEN	ANDY	Electrician - Foreperson Const.	\$101,297.60	\$0.00
HORNE	DAVE	Regional Maintainer - Mechanical	\$120,845.49	\$1,870.12
HORNE	JAMIE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$100,634.69	\$411.28
HORRIGAN	JOE	Regional Maintainer I - Lines	\$109,112.99	\$411.28
HORTON	ROBERT	Regional Maintainer I - Lines	\$112,024.76	\$411.28
HOWARD	BRUCE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$119,486.27	\$481.68
HOWE	DOUG	Superv. Distribution Technician	\$102,246.43	\$462.96
HOWELL	BILL	Controller	\$102,771.52	\$475.44
HOWLETT	STEWART	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$116,238.05	\$438.24
HOYLE	BRUCE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$138,806.68	\$481.68
HOYLE	LARRY	Senior Electrical Area Supervisor	\$135,271.75	\$426.88
HSU	SHENG	Senior Network Specialist	\$126,512.69	\$477.84
HUBERT	ODED	Director, Network Strategy	\$191,196.38	\$1,148.40
HUDSON	HOWARD	Regional Maintainer I - Lines	\$107,643.09	\$411.28
HUDSPETH	DOUG	Transmission Lines Technician	\$109,750.20	\$1,533.22
HUETHER	PAUL	Protection & Control Tech.	\$105,570.83	\$468.00
HUMINLOWYCZ	YURI	Dir., Real Estate Mgmt/ Acquisition	\$148,052.97	\$958.32
HUMMEL	K.	FLM - Lines	\$120,892.08	\$1,065.36
HUNDT	DON	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$121,963.45	\$431.02
HUTCHINSON	GREGG	FLM - Lines	\$122,405.11	\$466.40
HUTCHINSON	WAYNE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$117,103.03	\$445.12
HUTTON	DEBBIE	VP, Corporate Strategy	\$107,070.58	\$72.60
HUTTON	RALPH	Manager Workforce Deployment	\$116,990.74	\$5,417.34
INCH	JUDY	Human Resources Consultant	\$107,290.71	\$1,086.63
INCH	JACK	Regional Maintainer I - Lines	\$121,409.93	\$411.28
INGLIS	IAN	Level 1A Operator	\$111,385.09	\$475.44
INNIS	IAN	Manager, Planning & Reporting	\$161,832.67	\$950.40
IRVINE	KEN	Senior Electrical Area Supervisor	\$127,751.72	\$475.44
IRVINE	TOM	Sector Control Supervisor	\$123,516.46	\$648.96
IRVING	T.	Electrician - Foreperson Const.	\$112,507.23	\$0.00
IRWIN	BILL	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$122,966.48	\$445.12
ISAACS	GREG	Technical Supervisor	\$122,687.64	\$517.92

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ISHAC	MAGDI	Senior Design Specialist	\$107,057.31	\$605.28
IWAMOTO	TRAVIS	Meter & Relay Services - First	\$132,061.38	\$496.32
JACKOWSKI	J.	Financial Services Supervisor	\$105,275.20	\$621.36
JACKSON	TOM	Forestry Technician Manager	\$163,821.15	\$1,159.40
JACKSON	GERRY	District Services Specialist	\$139,556.50	\$1,437.62
JAKOB	FRANK	Mgr., Telecom/ P & C, T & D Programs	\$143,973.49	\$831.60
JANKOVICH	FRANK	Protection & Control Engineer	\$121,548.65	\$398.64
JANSSEN	ERIC	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$111,641.32	\$481.68
JANULAITIS	DANNY	Protection & Control Tech.	\$123,167.97	\$396.00
JARY	NORM	Manager, Operating Planning	\$146,057.10	\$855.36
JEFFS	SCOTT	Controller	\$115,942.50	\$475.44
JENDEK	DANIEL	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$127,133.52	\$555.36
JENNE	JOHN	Electrician - Foreperson Const.	\$100,309.10	\$0.00
JESCHKE	GUNTHER	Sr. Performance Analyst	\$101,375.97	\$605.28
JESSOP	JAMES	Wkng Line Foreperson - Brampton Hydro	\$101,262.31	\$332.70
JESSUP	NEIL	Technical Supervisor	\$121,213.81	\$517.92
JESUS	BRUNO	Team Leader/ Senior Advisor	\$107,391.17	\$646.32
JEWITT	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$111,481.97	\$451.28
JOHAL	MOHAN	Regional Maintainer - Elect.	\$110,899.20	\$830.32
JOHANSEN	PETER	Regional Maintainer I - Lines	\$102,960.36	\$411.28
JOHNSON	BRENT	Regional Maintainer I - Lines	\$100,850.74	\$411.28
JOHNSON	PAT	Human Resources Consultant	\$105,599.72	\$633.60
JOHNSTON	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$118,709.10	\$411.28
JOHNSTON	JEFF	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$107,410.89	\$387.20
JOHNSTONE	JIM	FLM - Stations	\$119,346.98	\$546.48
JOHNSTONE	GARRY	Regional Maintainer I - Lines	\$104,701.46	\$751.01
JOKINEN	LARRY	Regional Maintainer - Lines UTS	\$108,406.32	\$481.68
JONES	HUGH	Controller	\$109,383.91	\$487.54
JONES	SCOTT	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$106,010.86	\$445.12
JOOSSE	ANDY	Regional Maintainer I - Lines	\$102,266.79	\$347.60
JORDAN	SCOTT	Regional Maintainer I - Lines	\$110,513.79	\$411.28
JOYCE	PAUL	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$100,662.05	\$411.28
JUHN	GEORGE	Mgr., Lines & ROW T & D Sustain Prog.	\$144,951.30	\$1,864.82
JYLHA	E.	Sr. IT Specialist	\$100,581.57	\$602.64
KADELA	TED	Regional Maintainer - Elect.	\$128,356.55	\$799.96
KAMEKA	AL	Line - Foreperson Construction	\$100,578.75	\$0.00
KARCH	RALF	Stations Site Project Coordinator	\$114,073.06	\$576.95
KAYE	JOHN	Controller	\$105,181.61	\$475.44
KAYSER	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$118,747.69	\$411.28
KEBER	JOE	District Services Specialist	\$138,020.90	\$555.36
KEENS	RICK	Senior Electrical Area Supervisor	\$113,185.13	\$509.92
KELLAR	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$115,190.73	\$411.28
KELLERMANN	WITOLD	Sr. Eng./ Officer, Trans. Oper. Tools	\$117,470.32	\$633.84
KELLESTINE	RICK	VP, Lines & Forestry	\$272,125.72	\$1,518.00
KELLY	STEVE	Senior P & C Specialist	\$103,586.96	\$586.56
KELLY	TOM	Sector Control Supervisor	\$125,018.48	\$611.52
KENIGSBERG	ROBERT	Mgr., Information Systems Audit	\$177,775.78	\$689.92
KENNEDY	TAM	Senior Electrical Area Supervisor	\$162,934.10	\$426.88
KENOPIC	PAUL	Regional Maintainer - Mechanical	\$105,672.92	\$731.78
KERKHOF	RICK	Regional Maintainer I - Lines	\$106,710.63	\$411.28
KERR	JIM	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$104,675.64	\$571.44
KERSTENS	MARTIN	Senior Comptrollership Advisor	\$108,786.80	\$646.32
KERTESZ	TIBOR	Senior Design Specialist - Stn	\$115,529.24	\$615.12
KETCHABAW	WILF	Lines Superintendent	\$138,971.48	\$815.76
KEUNG	FRANCIS	Senior Control Engineer	\$130,336.21	\$586.56

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
KEYES	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,271.04	\$411.28
KHAN	HAMID	Team Leader/ Senior Advisor	\$111,429.77	\$667.68
KHOMARLOU	DELAVAR	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$110,337.68	\$462.00
KIEWNING	PAUL	FLM - Lines	\$107,236.99	\$1,042.80
KIGUEL	DAVID	Team Leader/ Senior Advisor	\$109,421.37	\$655.20
KIKOT	RON	Protection & Control Engineer	\$103,293.52	\$471.60
KILLINGBECK	TIM	Regional Maintainer I - Lines	\$107,461.96	\$411.28
KIM	HAROLD	Senior Protection & Control	\$127,133.07	\$571.44
KIM	JOE	Relay Engineer - Specialist	\$113,519.94	\$567.84
KING	TERRY	Forestry Zone Manager	\$133,911.23	\$522.72
KINSMAN	WES	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$127,415.53	\$445.12
KIRIENKO	NINA	Risk Manager	\$129,506.81	\$264.00
KIRKHAM	REG	Scheduling Technician	\$103,751.61	\$464.60
KIRKPATRICK	JIM	Supt. Operations & Maintenance	\$109,060.24	\$681.12
KITCHENER	GARY	Regional Maintainer I - Lines	\$109,129.95	\$411.28
KITTNER	TERRY	Transmission Lines Technician	\$119,911.94	\$1,167.57
KLAMANN	ROMAN	Regional Maintainer - Elect.	\$102,827.99	\$929.49
KLEIN	MEIR	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$100,447.33	\$1,111.31
KLETT	THOMAS	Sr. Eng./ Officer, Trans. Oper. Tools	\$106,265.37	\$586.56
KLINKER	BRAD	Regional Maintainer I - Lines	\$113,672.55	\$411.28
KLOOSTRA	WALTER	Manager, Lines & ROW	\$122,472.94	\$806.70
KNOX	BOYD	Regional Maintainer - Lines UTS	\$124,087.03	\$481.68
KNOX	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$103,659.48	\$411.28
KNUTSON	MERLE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$121,649.71	\$445.12
KOCHAN	CARL	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$101,047.03	\$551.36
KOCHUTA	CAROLE	Sr. Eng./ Officer, Trans. Oper. Tools	\$114,798.81	\$512.16
KOCZKA	RICK	Regional Maintainer I - Lines	\$112,434.21	\$347.60
KOEKKOEK	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$105,821.70	\$411.28
KOETT	GREG	Senior Protection & Control	\$100,573.00	\$555.36
KOK	JACK	Regional Maintainer - Elect.	\$102,983.94	\$643.81
KONEFAL	STAN	Protection & Control Engineer	\$125,937.28	\$490.32
KONTIO	TERO	Support Network Manager	\$108,649.69	\$493.68
KOPECHANSKI	KEN	Superintendent - Stn Services	\$146,623.94	\$855.36
KOSKI	LAURI	Senior Electrical Area Supervisor	\$125,450.08	\$475.44
KOVACS	GABE	Regional Maintainer I - Lines	\$104,651.73	\$411.28
KRAUSE	DON	Account Exec. - Utility Sales	\$108,575.57	\$646.32
KRIEGER	GEORGE	Regional Maintainer I - Lines	\$110,579.55	\$411.28
KUMRA	SUSHIL	Manager, IT Architecture	\$160,094.99	\$644.16
KURTZ	KEVIN	Mechanic 'A' Electrician	\$103,730.04	\$411.28
KUYVENHOVEN	HARRY	Regional Maintainer - Elect.	\$111,105.60	\$411.28
KWAN	TAK	Team Leader - Op Tools Implementation	\$117,416.85	\$541.20
KWOK	JOSEPH	Manager Sales Support	\$125,063.11	\$760.32
KWONG	ERNEST	Customer Applications Engineer	\$104,943.02	\$530.64
KYDD	TOM	Team Leader/ Senior Advisor	\$107,140.68	\$615.12
LAAKSO	RIC	Protection & Control Tech.	\$130,822.75	\$468.00
LABADIE	GERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$122,594.87	\$411.28
LADHA	NARGIS	Manager, I/ T Consulting	\$144,490.10	\$831.60
LAFRAMBOISE	KEVIN	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$103,375.71	\$580.32
LAGENDYK	FRANK	Regional Maintainer I - Lines	\$131,822.22	\$411.28
LAGENDYK	GORD	Regional Maintainer I - Lines	\$114,234.27	\$411.28
LALANDE	MITCH	Regional Maintainer I - Lines	\$105,680.10	\$411.28
LALONDE	YVON	Regional Maintainer I - Lines	\$129,811.90	\$383.60
LAMONT	DOUG	Area Superintendent	\$116,881.89	\$241.12
LANDRY	DENIS	Protection & Control Tech.	\$120,913.62	\$462.96
LANE	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$115,224.74	\$347.60

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
LANNIGAN	TOM	Regional Maintainer I - Lines	\$108,244.48	\$411.28
LAPIERRE	MARC	Regional Maintainer - Lines UTS	\$131,202.84	\$481.68
LAPOINTE	KEITH	Senior Electrical Area Supervisor	\$134,793.90	\$475.44
LARSON	JIM	Transport & Work Equip Mec UTS	\$107,465.93	\$993.30
LASHBROOK	WARD	Regional Maintainer I - Lines	\$109,895.97	\$411.28
LAT	MICHAEL	Senior Materiel Management Eng.	\$105,184.42	\$621.36
LAVENDER	AL	Controller	\$130,691.43	\$509.92
LAWRANCE	SHEELAGH	Senior Advisor/ Program Manager	\$117,062.56	\$728.64
LAWSON	MIKE	Protection & Control Tech.	\$100,637.87	\$451.24
LAYCOCK	DAVID	Regional Maintainer I - Lines	\$108,932.96	\$411.28
LEACH	DAVE	Senior Electrical Area Supervisor	\$125,211.89	\$426.88
LEAVITT	JIM	Regional Maintainer - Lines UTS	\$149,600.50	\$445.12
LEE	RON	Regional Maintainer - Lines UTS	\$152,592.40	\$481.68
LEE	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$112,196.60	\$347.60
LEE	JIM	Team Leader/ Senior Advisor	\$110,560.87	\$640.08
LEE	PAUL	Meter & Relay Services - First	\$102,512.97	\$517.44
LEE	L.	Team Leader/ Senior Advisor	\$109,751.57	\$655.20
LEESON	PERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$109,079.34	\$411.28
LEFEBVRE	NORM	Regional Maintainer I - Lines	\$105,003.80	\$411.28
LEGAULT	CLAUDE	Area Distribution Eng. Tech.	\$106,984.24	\$412.16
LEIGHTON	LEN	Senior Electrical Area Supervisor	\$123,174.10	\$426.88
LELIEVER	ROBERT	Helicopter Pilot	\$126,355.81	\$540.32
LEMAY	CLARK	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$123,609.35	\$1,381.68
LENARDUZZI	FRANK	Protection & Control Engineer	\$112,252.33	\$520.08
LENNON	GORDON	Lines Journeyperson	\$103,197.52	\$0.00
LESYCHYN	MICHAEL	Sr. Advisor Customer & Reg.	\$104,436.97	\$605.28
LETELLIER	NORM	Controller	\$101,392.02	\$426.88
LEVER	DENNIS	Regional Maintainer - Lines UTS	\$118,715.49	\$407.44
LEWIS	TOM	FLM - Lines	\$116,126.65	\$567.84
LEWIS	CHARLIE	Regional Maintainer I - Lines	\$120,218.35	\$1,219.46
LEWIS	PAUL	Regional Maintainer - Mechanical	\$106,471.19	\$753.97
LEWIS	CHRIS	Regional Maintainer I - Lines	\$113,655.91	\$411.28
LIPPOLD	RICHARD	Regional Maintainer I - Lines	\$103,085.68	\$531.28
LITTLE	TIM	Regional Maintainer I - Lines	\$104,359.01	\$411.28
LITTLE	M.	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$104,950.92	\$387.20
LIU	GEOFFREY	Protection & Control Engineer	\$110,475.77	\$480.48
LIU	CHIKIN	Telecom Operations Support Mgr.	\$116,872.13	\$768.24
LO	RENNIE	Manager Stations Engineering	\$121,090.44	\$752.40
LO	CLIFF	Protection & Control Tech.	\$108,792.43	\$468.00
LO	ANITA	Sr. Eng./ Officer, Trans. Oper. Tools	\$114,690.97	\$611.52
LONERGAN	GLENN	Regional Maintainer I - Lines	\$113,427.07	\$411.28
LONGLADE	MARTY	Account Executive	\$101,126.13	\$644.43
LOPATKO	CHRISTINE	Senior Comptrollership Advisor	\$102,312.59	\$2,473.83
LOW	STEVEN	Strategic Planner	\$101,148.80	\$605.28
LUDWIG	HAROLD	Senior Electrical Area Supervisor	\$117,720.92	\$475.44
LUK	ANDREW	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$105,217.19	\$534.00
LUK	K.	Senior CADD Designer - Mech.	\$122,880.37	\$471.28
LUNDMARK	RANDY	Regional Maintainer - Lines UTS	\$134,526.42	\$481.68
LUNN	NANCY	Director, Marketing	\$125,164.15	\$831.60
LUNN	HOWIE	Regional Maintainer I - Lines	\$113,356.36	\$411.28
LUPO	FRANK	Senior Protection & Control	\$109,176.37	\$433.62
LUYTEN	KEN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$102,100.68	\$481.68
LYTE	RON	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$117,559.47	\$445.12
MACDERMID	JOHN	Sector Control Supervisor	\$126,678.54	\$509.92
MACDONALD	TOM	Senior Shift Authority	\$107,983.71	\$475.44

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MACDONALD	JOHN	President & CEO, Hydro One Telecom	\$267,557.07	\$1,045.88
MACDONALD	JIM	Sector Control Supervisor	\$130,911.73	\$2,070.72
MACDONALD	GLEN	Sr. Advisor, Regulatory Review	\$124,315.73	\$776.16
MACDONALD	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$103,441.59	\$411.28
MACDONALD	BLAIR	Sr. Advisor, Dist Regulation	\$110,702.01	\$1,429.00
MACDOUGALL	RICK	Regional Maintainer - Elect.	\$117,428.36	\$1,007.78
MACEDO	FRANK	Director, Special Projects	\$206,762.97	\$1,227.60
MACHAJ	ED	Business Economic Analyst	\$100,197.60	\$506.88
MACHAN	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$100,732.57	\$411.28
MACHESNEY	SCOTT	Controller	\$106,042.05	\$487.54
MACIEJEWSKI	PAUL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$118,101.78	\$481.68
MACKAY	TIMOTHY	Senior Technical Specialist	\$125,241.52	\$599.04
MACKENZIE	ROB	Regional Maintainer I - Lines	\$112,375.87	\$347.60
MACLEAN	AL	Regional Maintainer I - Lines	\$108,001.20	\$411.28
MACLEOD	ROGER	Regional Maintainer I - Lines	\$103,062.33	\$411.28
MACPHEE	DON	Regional Maintainer I - Lines	\$103,880.96	\$411.28
MADILL	ROB	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$115,561.17	\$491.20
MAGEE	DOUGLAS	Team Leader - Environmental Srvcs	\$112,238.22	\$599.04
MAHER	BRIAN	Lines Superintendent	\$147,894.78	\$963.52
MALENFANT	JIM	Sr. Advisor, Dist. Regulation	\$121,397.42	\$264.00
MALES	RICHARD	Sr. Protection & Control Superv.	\$114,701.57	\$1,644.00
MALONEY	SHARON	Manager, Strategic Procurement	\$150,965.92	\$596.64
MALOUIN	BRENT	Controller	\$102,297.49	\$426.88
MALOZEWSKI	PAUL	Mgr., Communications Systms Projects	\$130,688.25	\$517.44
MALTAS	SCOTT	Regional Maintainer I - Lines	\$112,185.99	\$347.60
MAMMOLITI	FRED	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$100,054.37	\$599.04
MANCHEE	ALAN	Sr. Media & Pub Affairs Advisor	\$115,227.02	\$615.12
MAND	ANDY	Manager, Supply Chain	\$152,617.36	\$855.36
MANNELLA	JOE	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$132,346.59	\$481.68
MANNELLA	JIM	Senior Electrical Area Supervisor	\$100,490.14	\$509.92
MANNING	KEVIN	Regional Maintainer - Elect.	\$107,275.70	\$411.28
MARACLE	PETE	Regional Maintainer I - Lines	\$107,594.78	\$411.28
MARCELLO	CARMINE	Director, System Development	\$172,158.19	\$645.92
MARCHAND	LUC	Regional Maintainer I - Lines	\$116,291.56	\$411.28
MARCHANT	PAUL	Vice President, Operations	\$211,209.95	\$844.80
MARCHE	TERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$105,481.43	\$347.60
MARCHIORI	M.	Regional Maintainer I - Lines	\$107,711.20	\$411.28
MARCOPOULOS	DINOS	Regional Maintainer - Elect.	\$102,011.34	\$411.28
MARKOVIC	VLADIMIR	Design Eng., Specialist - Structural	\$117,268.43	\$425.04
MARLIN	LINDA	Manager, Metering Services	\$108,516.74	\$712.80
MARSH	ROBERT	Electrical Journeyman	\$105,109.26	\$0.00
MARSHALL	JOHN	Sr. Supervisor - Work Mgmt	\$100,264.14	\$577.68
MARTI	LUIS	Team Leader/ Senior Advisor	\$107,742.17	\$646.32
MARTIN	RICK	Regional Maintainer - Elect.	\$103,996.47	\$411.28
MARTIN	HARRY	Regional Maintainer I - Lines	\$103,491.14	\$411.28
MARTIN	DAVEA	Senior P & C Specialist	\$100,050.52	\$592.80
MASTERSON	CLARK	FLM - Lines	\$125,028.06	\$555.36
MATHERS	IAN	Information Technology Business Mgr.	\$123,030.22	\$248.16
MATHEWSON	STEVE	Level I Operator	\$114,440.32	\$426.88
MATTHEWS	RON	Regional Maintainer - Lines UTS	\$123,517.16	\$481.68
MATTHEWS	ROBERT	Sr. CADD Designer - Elec. & Tele.	\$105,793.21	\$415.36
MAVINS	BRAD	Manager, Finance & Integration	\$132,666.42	\$863.28
MAY	DAVID	Regional Maintainer I - Lines	\$118,597.84	\$411.28
MAYHEW	MOE	Regional Maintainer I - Lines	\$104,086.64	\$411.28
MAYNARD	P.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$106,296.87	\$481.68

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MCARTHUR	BOB	Regional Maintainer I - Lines	\$143,038.20	\$411.28
MCARTHUR	KIM	Operating Manager	\$105,922.38	\$728.64
MCCALLUM	RICK	FLM - Forestry	\$126,977.24	\$552.72
MCCALLUM	CAM	Regional Maintainer - Elect.	\$108,778.82	\$411.28
MCCHRISTIE	K.	Area Distribution Eng. Tech.	\$100,348.50	\$412.16
MCCLEVIS	BOB	Regional Maintainer - Lines UTS	\$129,487.41	\$481.68
MCCONNELL	WILLIAM	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$110,582.58	\$445.12
MCCORD	KEN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$112,363.69	\$481.68
MCCORMICK	MICHAEL	FLM - Lines	\$110,918.92	\$846.77
MCCORMICK	BRIAN	Mgr., Environmental Svcs & Approvals	\$126,912.02	\$506.88
MCCORMICK	CAMERON	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$101,204.48	\$445.12
MCDERMOTT	JAMES	Electrician - Foreperson Const.	\$105,897.90	\$0.00
MCDONALD	WAYNE	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$159,189.57	\$785.79
MCDONALD	KARIN	Manager, Risk & Insurance	\$108,716.69	\$476.96
MCDONALD	ROD	Regional Maintainer I - Lines	\$104,175.54	\$411.28
MCDONALD	WAYNE	Regional Field Mechanic JP	\$101,206.03	\$912.44
MCDONELL	KEITH	Sr. Labour Relations Consultant	\$120,479.98	\$736.56
MCDOUGALL	RANDY	Regional Maintainer I - Lines	\$102,773.45	\$411.28
MCFADDEN	RON	Area Superintendent	\$123,915.33	\$1,120.14
MCFARLANE COLLE	CASSIDY	Legal Counsel	\$106,784.20	\$675.84
MCGINN	DAVID	Senior P & C Specialist	\$102,410.72	\$599.04
MCGRATH	ANNE	Sr. Manager, Taxation Svcs	\$173,259.77	\$332.64
MCGRATH	MORGAN	FLM - Lines	\$105,147.68	\$755.50
MCGRATH	KELLY	Regional Maintainer I - Lines	\$106,730.18	\$411.28
MCGREGOR	BRIAN	FLM - Lines	\$133,949.60	\$523.44
MCINNES	DON	Director, Mergers & Acquisitions	\$186,881.05	\$1,029.60
MCINTYRE	IAN	Manager, Program & Wokrforce Mgmt	\$143,806.09	\$997.29
MCKAY	LESLIE	VP, Executive Office	\$237,995.05	\$897.60
MCKAY	JEFF	Regional Maintainer I - Lines	\$101,897.93	\$411.28
MCKAY	LARRY	Regional Maintainer I - Lines	\$108,550.50	\$411.28
MCKELLAR	JUDY	Director, Human Resources	\$188,653.04	\$1,056.00
MCKENDRICK	D.	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$105,025.85	\$615.12
MCLACHLAN	SCOTT	Team Leader/ Senior Advisor	\$101,137.90	\$558.96
MCLEAN	VINCE	Regional Maintainer I - Lines	\$117,037.25	\$411.28
MCLELLAN	JIM	Helicopter Pilot	\$109,240.43	\$648.96
MCLEOD	K.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$156,558.68	\$481.68
MCMILLAN	LEN	Director, Provincial Lines	\$171,911.77	\$992.64
MCMULLEN	PAUL	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$104,207.66	\$491.04
MCMULLEN	KEITH	Regional Maintainer I - Lines	\$108,158.03	\$411.28
MCMULLIN	BRENT	Regional Maintainer I - Lines	\$121,071.19	\$411.28
MCNAIRN	DANA	Regional Maintainer I - Lines	\$106,799.15	\$411.28
MCPHERSON	KEITH	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$114,168.32	\$425.38
MCQUAKER	BRENT	Regional Maintainer - Lines UTS	\$109,317.32	\$481.68
MCQUEEN	NAIRN	VP, Eng. & Construction Svcs	\$249,307.06	\$1,399.20
MCRAE	RON	Regional Maintainer - Lines UTS	\$115,307.79	\$481.68
MCTEER	WATSON	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$101,370.95	\$445.12
MEDLAND	TED	Regional Maintainer I - Lines	\$115,344.55	\$411.28
MEEKER	BILL	Project Director, Hydro One Networks	\$147,413.68	\$902.88
MEEKS	BARRY	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$126,431.18	\$445.12
MEEKS	PETER	Regional Maintainer I - Lines	\$101,542.57	\$411.28
MEILLEUR	PAUL	Controller	\$101,956.27	\$432.08
MENDIRATTA	RAM	Telecommunications Project Eng.	\$122,464.82	\$451.44
MERCHAND	MIKE	Regional Maintainer - Elect.	\$118,767.52	\$2,184.21
MILES	TONY	Strategic Planner	\$101,957.60	\$605.28
MILLER	BRUCE	Senior Electrical Area Supervisor	\$139,551.71	\$475.44

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MILLER	KEVIN	FLM - Lines	\$100,849.41	\$540.24
MILLS	IRV	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$101,870.63	\$481.68
MINER	LYLE	Senior Shift Authority	\$112,542.22	\$488.80
MINNINGS	PAUL	FLM, Distribution Operations Mgmt	\$126,714.19	\$561.60
MIRON	ART	Lines Superintendent	\$135,885.30	\$1,097.24
MISNER	MATT	Regional Maintainer I - Lines	\$112,694.87	\$411.28
MITCHELL	JOE	FLM - Forestry	\$108,605.63	\$534.00
MITCHELL	JOHN	Regional Maintainer - Forestry	\$112,759.59	\$387.20
MITTELHOLTZ	DAN	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$101,623.12	\$505.46
MOHAN	CARL	Electrician Journeyperson Con.	\$100,708.07	\$0.00
MONDOUX	PAUL	Helicopter Pilot	\$127,997.64	\$549.12
MONK	RICK	FLM - Forestry	\$113,420.79	\$567.84
MOORE	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$108,084.97	\$347.60
MOORE	LEO	Regional Maintainer - Lines UTS	\$126,663.59	\$481.68
MOORE	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,931.52	\$411.28
MOOSA	SOLLY	Senior Financial Auditor	\$104,538.23	\$649.44
MORAN	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$105,151.07	\$411.28
MORAN	MIKE	FLM - Lines	\$105,769.17	\$571.44
MORAN	BILL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$121,441.08	\$481.68
MOREAU	GILLES	Level 1A Operator	\$102,032.71	\$430.00
MORGAN	GRANT	FLM - Lines	\$109,841.30	\$555.36
MORRILL	PETER	Meter & Relay Services - First	\$108,399.07	\$599.04
MORRIN	BRENT	Regional Maintainer I - Lines	\$106,735.58	\$411.28
MORRIS	ROBERT	Regional Maintainer I - Lines	\$103,758.54	\$411.28
MORRIS	FRANK	Regional Maintainer I - Lines	\$121,879.57	\$411.28
MORRISON	WILLIAM	Regional Maintainer I - Lines	\$102,013.81	\$411.28
MORRISSEY O RYAN	MICHELLE	VP, Health, Safety & Env.	\$196,867.99	\$1,217.40
MORRITT	DAN	Regional Maintainer - Elect.	\$101,706.40	\$411.28
MORTIMER	BLAINE	Regional Maintainer I - Lines	\$111,161.99	\$411.28
MOSSMAN	RICK	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$109,149.80	\$445.12
MOULTON	KATHY	Manager, Business Processes	\$132,885.13	\$813.12
MOWAT	DAVID	Regional Maintainer - Lines UTS	\$112,376.87	\$481.68
MUEGGE	LEN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$122,639.30	\$481.68
MUNHALL	HARRY	Regional Maintainer - Lines UTS	\$111,420.27	\$481.68
MURESANU	ANDREI	Design Eng. Specialist - Statistics	\$107,689.12	\$552.72
MURPHY	BOB	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$105,258.88	\$491.20
MURRAY	STEPHEN	Accommodation & Support Svcs Superv.	\$128,880.06	\$621.36
MURRE	RON	Transport & Work Equip Mec UTS	\$107,472.80	\$470.08
MUSAVI	MAX	Regional Maintainer I - Lines	\$122,342.24	\$411.28
MYLES	WAYNE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$107,627.40	\$481.68
NAGLE	TOM	Regional Maintainer - Lines UTS	\$154,796.71	\$481.68
NAGY	KEN	District Services Specialist	\$112,083.47	\$521.52
NANJIANI	KETAN	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$107,946.58	\$509.04
NAPIER	GLEN	Controller	\$106,927.38	\$426.88
NASER	YOUSEF	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$118,984.15	\$475.14
NASH	BILL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$121,851.41	\$411.28
NASH	MARK	Regional Maintainer I - Lines	\$115,515.22	\$411.28
NATHWANI	JATIN	Mgr., Strategic Planning & Assmt	\$141,391.90	\$438.90
NAUSE	JOHN	Maintenance Technician	\$103,014.36	\$366.08
NAVO	MO	Team Leader/ Senior Advisor	\$108,647.57	\$646.32
NEADOW	DARELL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$114,930.30	\$481.68
NEGREA	HORIA	Senior Design Specialist - Stn	\$117,013.94	\$586.56
NELLES	PAUL	Operating Manager	\$130,013.58	\$512.16
NELSON	JEFF	Regional Maintainer - Mech UTS	\$114,311.66	\$1,928.81
NESS	STEVE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$111,078.54	\$481.68

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
NEUMUELLER	JOE	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$102,103.78	\$445.12
NEWMAN	KAREN	Mgr., Corporate Planning & Reporting	\$173,198.02	\$995.94
NEWMAN	RICK	Regional Maintainer I - Lines	\$109,217.96	\$411.28
NEWTON	BRUCE	Regional Maintainer I - Lines	\$111,190.18	\$411.28
NEWTON	DAVE	Protection & Control Tech.	\$100,155.09	\$468.00
NG	BENSON	Senior Design Specialist - Stn	\$110,733.17	\$640.08
NICHOLLS	ALAN	Controller	\$130,985.62	\$475.44
NICOL	KEN	FLM - Lines	\$134,288.07	\$577.68
NIEUWENHUIS	BERNARD	Regional Maintainer - Elect.	\$111,259.27	\$411.28
NOBLE	KEVIN	Senior Electrical Area Supervisor	\$123,964.96	\$426.88
NORRENA	DAN	Senior Electrical Area Supervisor	\$134,399.89	\$426.88
NORTHEY	BLAKE	Regional Maintainer I - Lines	\$123,119.21	\$411.28
NORTHEY	ALAN	Regional Maintainer I - Lines	\$109,694.11	\$411.28
NORTON	RAY	Regional Maintainer - Elect.	\$115,156.95	\$820.64
NOSKO	BORIS	Regional Maintainer I - Lines	\$120,429.92	\$411.28
OAKES	PATRICIA	Sr. Advisor, Aboriginal Relations	\$102,258.62	\$517.44
OATTES	RON	Level 1A Operator	\$123,843.48	\$426.88
O'BRIEN	KIM	Regional Maintainer I - Lines	\$108,344.82	\$411.28
O'CONNOR	NEIL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$104,878.83	\$481.68
OGLE	TREVOR	Sector Control Supervisor	\$160,366.74	\$611.52
OGNIBENE	CARRIE-LYNN	Communications & Community Rel.	\$110,469.06	\$621.36
OGRAM	GEOFF	VP, Business Development	\$317,404.19	\$1,734.48
OHAGAN	JACK	Regional Maintainer I - Lines	\$157,161.89	\$411.28
OHAGAN	TERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$111,389.58	\$411.28
OHALLORAN	JIM	Regional Maintainer I - Lines	\$124,828.93	\$411.28
O'HEARN	PATRICK	Regional Maintainer - Elect.	\$107,173.60	\$1,329.67
OKONGWU	EMEKA	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$100,054.37	\$599.04
OLENDER	BRIAN	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$113,702.71	\$435.60
OLIPHANT	DARCY	Regional Maintainer I - Lines	\$112,843.33	\$411.28
OLIVIER	PIERRE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$116,924.74	\$924.47
OLIVIER	ANDRE	Regional Maintainer I - Lines	\$123,200.53	\$411.28
ORCHARD	PAUL	Controller	\$107,866.53	\$487.54
ORCHARD	ROB	Regional Maintainer - Mechanical	\$103,157.82	\$760.54
O'REILLY	UNA	Manager, Business Integration	\$113,170.76	\$704.88
ORTON	TODD	Regional Maintainer I - Lines	\$100,587.84	\$411.28
OSTERMAIER	WAYNE	Mgr., Land Assmt & Remediation	\$116,376.37	\$1,257.67
OTTEWELL	DOUG	Senior Electrical Area Supervisor	\$132,667.12	\$475.44
OUELLETTE	MITCH	Lines Superintendent	\$130,487.47	\$545.60
OUKES	CORRIE	Senior Comptrollership Advisor	\$105,642.20	\$2,329.55
PAGE	DAVE	FLM - Lines	\$127,838.61	\$1,112.49
PAISLEY	ERNIE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$115,839.71	\$575.92
PANIZOVSKI	NORMAN	Meter & Relay Services Tech.	\$103,991.51	\$329.12
PANTUSA	ADELE	Legal Counsel	\$121,794.81	\$501.60
PAOLUCCI	WILLIAM	Mgr., Financing & Financial Risk Mgmt	\$173,363.08	\$328.24
PARK	DARRELL	Controller	\$142,546.14	\$509.92
PARKER	BRUCE	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$106,122.37	\$621.36
PARKINSON	TOM	President & CEO	\$999,041.98	\$54,566.31
PASCUAL	ARIEL	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$108,471.44	\$381.48
PATTANI	NAREN	Mgr., Strat Sup, Trans, Strat Planning	\$145,276.11	\$285.12
PATTERSON	RICHARD	Regional Maintainer I - Lines	\$103,507.26	\$411.28
PATTERSON	JIM	Manager, Customer Support	\$153,491.64	\$900.24
PAULSEN	KEITH	Regional Maintainer I - Lines	\$114,742.19	\$411.28
PAYNE	BILL	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$114,684.17	\$451.36
PECK	BRIAN	FLM - Lines	\$108,526.59	\$555.36
PEDDIE	MIKE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$112,392.44	\$481.68

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
PENRICE	J.	Team Leader - Op Tools Implementation	\$127,436.54	\$627.60
PENSTONE	MIKE	Mgr., Standards & Policies Dept.	\$157,191.91	\$910.80
PERERA	DAVID	Support Network Manager	\$105,783.02	\$799.73
PERRY	KIRK	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$111,842.22	\$411.28
PESANT	BOB	Sr. Customer Business Officer	\$101,286.17	\$586.56
PETCH	JOHN	Protection & Control Tech.	\$100,906.55	\$468.00
PETER	KARL	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$117,406.98	\$481.68
PETRIC	PETER	Regional Maintainer - Elect.	\$135,520.43	\$411.28
PHILLIPS	ROGER	VP, Pension Fund	\$301,680.41	\$1,615.68
PIGGOTT	MIKE	Construction Field Eng./ Officer	\$100,643.84	\$436.24
PINET	DANIEL	Regional Maintainer - Civil	\$108,854.83	\$569.97
PITT	KENNETH	Sr. CADD Designer - Elec. & Tele.	\$110,476.68	\$1,223.06
PITT	WALT	Area Distribution Eng. Tech.	\$113,068.22	\$411.28
PLATA	KEN	Team Leader - Field Services	\$104,093.85	\$571.44
PLOURDE	MARCEL	FLM - Stations	\$105,674.02	\$590.16
PLUARD	DAN	Protection & Control Tech.	\$102,306.78	\$396.00
POIRIER	CAM	Work Methods Tech. Stations	\$102,801.16	\$415.44
POLISHCHUK	IZY	Senior Materiel Management Eng.	\$108,150.14	\$221.10
POLKINGHORNE	ROGER	Regional Maintainer - Lines UTS	\$118,653.01	\$481.68
POLLARD	DAN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$112,101.94	\$445.12
POOLE	CHRIS	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$100,197.11	\$491.20
POOLE	STEVE	Protection & Control Engineer	\$105,700.66	\$483.33
PORAY	ANDY	Dir., Pricing & Strat. Support/ Planning	\$208,051.21	\$1,188.00
PORTEOUS	ALLAN	Regional Maintainer I - Lines	\$101,826.40	\$411.28
PORTER	CHRISTOPHER	Helicopter Pilot	\$120,370.07	\$540.32
POTTS	JOHN	FLM, Distribution Operations Mgmt	\$124,403.64	\$475.20
POTVIN	CLAUDE	Controller	\$112,018.57	\$488.80
POWELL	ANNE	Director, Distribution Regulation	\$167,403.20	\$356.40
POWELL	STEVEN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$100,864.12	\$716.22
POWER	LORNE	Electrical Area Supervisor	\$113,835.23	\$487.54
PRESTON	WILL	Regional Maintainer I - Lines	\$117,693.72	\$411.28
PRICE	RICHARD	Team Leader - Accounting & Rep.	\$102,679.00	\$520.08
PRICE	DAVID	Training Officer	\$110,550.83	\$435.32
PRICE	CHRISTOPHER	Director, Corporate Security	\$170,291.41	\$343.20
PRIEST	HOWARD	Regional Maintainer I - Lines	\$111,848.82	\$411.28
PRIESTAP	BRIAN	Area Superintendent	\$116,852.74	\$912.84
PRIESTAP	STEVE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$112,625.71	\$481.68
PRINGLE	BRADLEY	Regional Maintainer I - Lines	\$102,058.63	\$411.28
PROCYK	JOHN	Sector Control Supervisor	\$133,048.83	\$509.92
PROUT	DAVID	Regional Maintainer I - Lines	\$110,765.99	\$347.60
QUAIL	ROB	Sr. Manager, Corporate Risk Mgmt	\$171,915.13	\$982.08
QUESNELLE	TIM	Regional Maintainer I - Lines	\$126,642.63	\$347.60
QUIBELL	TOM	Senior Shift Authority	\$112,765.89	\$488.80
QUINN	JIM	FLM - Lines	\$132,124.51	\$577.68
QUINN	SEAN	Regional Maintainer I - Lines	\$107,236.84	\$411.28
QUINN	FRANK	Regional Maintainer - Elect.	\$106,196.39	\$837.22
QURESHY	FAROOQ	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,906.57	\$611.52
RANCE	JIM	Regional Maintainer I - Lines	\$128,087.82	\$411.28
RANDELL	MEL	Insulation Test Technician	\$128,023.96	\$462.96
RANGER	RON	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$121,598.24	\$440.96
RATTAI	KEITH	Business Process Specialist	\$103,348.22	\$593.28
RAYCRAFT	GERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$104,052.22	\$347.60
RAYMO	R.	Regional Maintainer - Lines UTS	\$133,794.92	\$481.68
RAYNOR	NORM	FLM - Forestry	\$105,018.66	\$546.48
READ	DAN	Regional Maintainer I - Lines	\$100,635.84	\$411.28

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
REID	DON	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$131,376.36	\$445.12
REID	TED	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$112,235.76	\$491.20
REID	STEVEN	Regional Maintainer I - Lines	\$101,937.53	\$411.28
REID	BOB	Regional Maintainer I - Lines	\$111,876.80	\$411.28
REILLY	DOUG	Supt Fleet Maintenance	\$132,520.01	\$1,602.43
REINWALD	DOUG	Superv. Distribution Technician	\$109,028.33	\$480.42
REIST	MIKE	Regional Maintainer - Elect.	\$106,298.34	\$820.64
REIVE	RICK	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$121,381.58	\$445.12
RELICH	DANNY	Manager, Mass Market Management	\$149,246.91	\$910.80
RENKIEWICZ	CHRIS	Regional Site MNTCE Person	\$104,469.32	\$302.72
RESMER	KARL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$126,227.37	\$481.68
REYNOLDS	DEREK	Account Executive	\$102,327.28	\$571.44
REYNOLDS	BARRY	Mgr., Bus Processes & Work Mgmt	\$163,491.75	\$298.32
RHODES	RICK	Operating Manager	\$126,609.13	\$979.53
RICE	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$105,076.21	\$411.28
RIDDERBUSCH	CHRIS	Regional Maintainer - Mechanical	\$105,114.23	\$842.42
RIENDEAU	CAMERON	Manager, Administration & Planning	\$110,252.74	\$694.32
RIGNEY	LARRY	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$106,592.40	\$541.25
RIOUX	ROS	Manager, Workforce Acquisition	\$112,104.59	\$2,241.54
RISI	FRANK	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$108,041.17	\$551.16
RITCHIE	ALAN	FLM - Stations	\$117,297.75	\$456.72
RITCHIE	MICHAEL	Account Executive	\$101,401.17	\$586.56
RIVARD	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$110,179.71	\$411.28
RIVETT	DAVID	Regional Maintainer I - Lines	\$117,043.63	\$411.28
ROACH	CLIFF	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$102,048.77	\$605.28
ROBB	CHRIS	Regional Maintainer - Elect.	\$106,898.48	\$561.74
ROBB	D.	Lines Superintendent	\$115,597.04	\$604.98
ROBBINS	RICK	FLM - Forestry	\$144,543.28	\$534.00
ROBERTSON	KIRK	Regional Maintainer - Elect.	\$109,737.45	\$1,231.21
ROBILLARD	BRIAN	FLM - Stations	\$104,281.65	\$534.00
ROBINSON	COLYNE	Electrician - Foreperson Const.	\$108,990.52	\$0.00
ROBINSON	PAUL	Regional Maintainer I - Lines	\$105,642.11	\$411.28
ROBINSON	DAN	FLM - Lines	\$115,861.02	\$524.16
ROBITAILLE	MARK	Senior Electrical Area Supervisor	\$129,911.18	\$475.44
ROCHON	AL	Regional Maintainer I - Lines	\$104,657.53	\$459.57
ROCHON	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$105,702.50	\$503.26
RODDY	STEPHEN	Regional Maintainer - Forestry	\$100,468.52	\$387.20
ROGER	MICHAEL	Manager, Strategic Support	\$127,181.10	\$1,328.95
ROGERS	DOUGLAS	Superv., Info Telecom Tech.	\$120,056.92	\$436.24
ROGERS	CURT	Team Leader - Field Services	\$112,880.72	\$567.84
ROLLINS	MIKE	Regional Maintainer I - Lines	\$121,593.66	\$411.28
ROLLINS	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$127,622.68	\$411.28
ROLPH	PERRY	Regional Maintainer - Lines UTS	\$121,426.08	\$481.68
ROLSTON	KEVIN	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$103,689.97	\$621.36
ROMBOUGH	LEN	Manager, Design & Construction	\$154,616.89	\$314.16
ROMPHF	RANDY	Regional Maintainer - Lines UTS	\$125,481.31	\$481.68
ROQUE	BAYANI	Telecommunications Eng./ Officer	\$107,155.53	\$536.64
ROSSINI	GIULIANA	Director, Strategic Planning & Integ.	\$163,998.59	\$1,005.84
ROUSE	JIM	Environment & Health Technician	\$110,291.76	\$436.24
ROUSSE	LARRY	Operating Manager	\$137,906.59	\$792.00
ROWE	BOB	Operating Manager	\$118,899.06	\$792.00
ROWLAND	SHAWN	Regional Maintainer I - Lines	\$103,099.68	\$411.28
ROY	GERALD	Regional Maintainer I - Lines	\$114,216.97	\$411.28
RUHL	SHAWN	Regional Maintainer I - Lines	\$125,574.05	\$411.28
RUMNEY	M.	Regional Maintainer I - Lines	\$101,696.17	\$506.16

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
RUNNING	KEITH	Senior Electrical Area Supervisor	\$140,018.31	\$509.92
RUSSELL	CAROLYN	Sr. Advisor Regulatory Research	\$124,812.56	\$264.00
RUSSWURM	GARY	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$116,315.79	\$445.12
SABISTON	JOHN	Team Leader/ Senior Advisor	\$109,535.87	\$646.32
SAGER	TOM	FLM - Forestry	\$126,017.35	\$567.84
SAHAZIAN	ANNE-MARIE	Manager, Lines & Stns Engineering	\$156,338.00	\$871.20
SAKULA	MARK	Regional Maintainer - Lines UTS	\$145,799.82	\$481.68
SALOMAA	OLLI	Sr. Eng./ Officer, Trans. Op Tools Impl.	\$123,002.29	\$506.88
SALT	RON	Manager, Special Projects	\$115,765.70	\$835.74
SALTARELLI	JOHN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$119,029.38	\$481.68
SANDHU	SULAKHAN	Senior Technical Specialist	\$138,587.27	\$477.84
SANTERRE	DAN	Lines Superintendent	\$115,275.65	\$641.74
SASSE	CARL	Protection & Control Tech.	\$111,442.47	\$468.00
SAUTER	CHARLIE	Supt Lines Construction	\$146,150.55	\$847.44
SAVAGE	TED	FLM - Lines	\$138,787.25	\$530.40
SCHANDLEN	ROGER	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$110,412.86	\$422.56
SCHEER	RUSSELL	Protection & Control Tech.	\$107,010.77	\$462.96
SCHELL	JOHN	Regional Maintainer - Elect.	\$112,409.24	\$623.78
SCHENK	STEPHEN	Regional Maintainer I - Lines	\$111,796.14	\$411.28
SCHIEFER	DAVE	FLM - Forestry	\$118,220.56	\$552.72
SCHILTHUIS	CHARLIE	Regional Maintainer - Elect.	\$104,001.80	\$347.60
SCHNEIDER	PAUL	Team Leader/ Senior Advisor	\$107,257.97	\$640.08
SCHNEIDER	GARY	Mgr., Transmission Approvals	\$138,388.88	\$813.78
SCHNEKENBURGER	JOE	Regional Maintainer - Lines UTS	\$139,864.44	\$407.44
SCHOFIELD	DOUG	Level 1A Operator	\$115,994.34	\$430.00
SCHWAB	MAURY	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$102,367.13	\$451.36
SCHWARTZ	ANA	Sr. Advisor, Customer Intelligence	\$100,485.37	\$600.84
SCOTT	DOUG	Regional Maintainer I - Lines	\$106,839.11	\$411.28
SCOTT	ALLAN	Manager, Business Planning & Perf.	\$143,863.87	\$823.68
SEARS	STEWART	Environmental Advisor	\$111,709.82	\$564.96
SEDORE	JOHN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$117,358.75	\$513.68
SEETHAPATHY	RAVI	Audit Associate	\$133,554.00	\$794.64
SERAVALLE	TONY	Accommodation & Support Svcs Superv.	\$101,947.80	\$610.86
SETH	HITESH	Chief Information Officer	\$229,100.03	\$484.00
SEVERIN	MAURO	Protection & Control Tech.	\$105,233.76	\$468.00
SHANNON	TIM	Operating Manager	\$110,069.09	\$611.52
SHE	KEVIN	Team Leader - Accounting & Rep.	\$113,599.20	\$667.68
SHEEHAN	MIKE	VP, Land, Bldg, Svc & Security	\$247,170.56	\$1,227.60
SHEELER	GEOFF	Instructor - Lines	\$103,609.02	\$417.52
SHELP	DARRELL	Regional Maintainer I - Lines	\$116,496.31	\$411.28
SHERIDAN	W.	Electrician - Foreperson Const.	\$114,871.54	\$0.00
SHIER	JIM	Manager - Telecom Engineering	\$125,379.66	\$522.72
SHWEDYK	PETE	Regional Maintainer I - Lines	\$100,949.67	\$411.28
SIEBERT	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$134,865.88	\$411.28
SIELOFF	ROB	Area Distribution Eng. Tech.	\$108,785.80	\$420.64
SILLS	GORD	Regional Maintainer - Elect.	\$126,896.29	\$514.77
SIMON	CLAUDE	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$105,462.90	\$451.36
SIMPSON	D.	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$144,936.68	\$411.28
SINCLAIR	JOHN	Manager, Engineering & Project Dev.	\$152,664.59	\$316.80
SINDELAR	FRANK	Sr. CADD Designer - Elec. & Tele.	\$105,155.69	\$491.20
SINE	STEVEN	Regional Maintainer I - Lines	\$114,699.73	\$347.60
SINGH	LAKHRAM	Project Engineer - Stations	\$144,466.42	\$599.04
SINGH	BOB	Mgr., T & D Dev. Cen. & SW Inv. Plng Div	\$140,783.55	\$282.48
SKALSKI	ANDREW	Manager, Decision Support	\$152,624.64	\$300.96
SKINNER	LAURIE	Lines Superintendent	\$153,534.30	\$842.16

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SKINNER	STEVEN	Regional Maintainer I - Lines	\$104,989.29	\$411.28
SLOSS	DEAN	Regional Maintainer - Elect.	\$100,147.02	\$554.74
SMALL	CAROL	Regional Maintainer I - Lines	\$100,985.18	\$411.28
SMEDLEY	RICHARD	Regional Maintainer I - Lines	\$126,775.20	\$399.22
SMITH	KEVIN	Information Technology Business Mgr.	\$108,347.89	\$720.72
SMITH	JEFFREY	Sr. Advisor - Decision Support & Regln.	\$127,647.90	\$757.68
SMITH	RUSSELL	Manager, Corporate Risk	\$118,860.89	\$839.52
SMITH	STAN	FLM - Lines	\$130,763.76	\$567.84
SMITH	WAYNE	Director, Investment Planning	\$192,314.70	\$1,124.64
SMITH	TREVOR	Regional Maintainer I - Lines	\$106,532.49	\$411.28
SMITH	JIM	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$111,323.32	\$499.20
SMOCKUM	STEPHEN	Mgr., Distribution Operations	\$145,903.27	\$2,428.86
SMYTHE	PETER	Senior Technical Specialist	\$185,841.17	\$501.60
SNELL	IAN	Regional Maintainer I - Lines	\$118,855.80	\$411.28
SOARES	BRIAN	Sr. Mgr., Income Tax Compliance	\$163,622.29	\$947.76
SOLANKI	ATUL	Support Network Manager	\$101,001.53	\$483.12
SOONTIENS	FRANK	Regional Maintainer I - Lines	\$106,279.78	\$411.28
SOOS	JOE	Regional Maintainer I - Lines	\$109,001.11	\$411.28
SOUN	SUPHIEP	Manager, Taxation	\$108,088.78	\$448.80
SOUTHWOOD	PAUL	Regional Maintainer - Elect.	\$126,068.00	\$411.28
SPEAGLE	STEVE	Regional Maintainer - Elect.	\$104,552.89	\$526.27
SPEEDIE	IVAN	Senior Design Specialist - Stn	\$107,637.72	\$611.52
SPENCER	JENNI	Customer Relations Team Leader	\$100,999.57	\$605.28
SPENCER	BRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$103,190.21	\$411.28
SPENCER	LAURIE	Auditor	\$100,974.73	\$665.28
SPEROU	GEORGE	Team Leader/ Senior Advisor	\$110,627.97	\$655.20
SPROULE	DALTON	FLM - Forestry	\$132,886.69	\$561.60
ST LOUIS	MATT	Sector Control Supervisor	\$135,509.28	\$1,046.27
ST. DENIS	PAUL	Supt, Grounds & Site MTCE	\$117,258.42	\$1,262.64
STAFFORD	TIM	FLM - Lines	\$109,970.58	\$410.52
STANOJEVIC	ALEX	Senior Protection & Control	\$101,163.80	\$488.40
STARK	GEORGE	Senior Electrical Area Supervisor	\$148,056.02	\$475.44
STARRETT	JIM	Regional Maintainer I - Lines	\$132,889.31	\$347.60
STASZKIEL	ROBERT	Regional Maintainer - Lines Impr.	\$107,796.06	\$298.32
STATHAM	TIM	FLM - Lines	\$112,023.78	\$546.48
STEELE	GARRY	Regional Maintainer - Elect.	\$116,114.79	\$760.39
STEELE	ROBERT	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$113,603.69	\$445.12
STEELE	JACK	FLM - Lines	\$105,520.60	\$513.20
STEIN	STAN	Regional Maintainer I - Lines	\$120,693.26	\$411.28
STEIN	CALVIN	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$127,114.09	\$445.12
STENNING	ANDREW	Superintendent, Western	\$130,554.69	\$1,128.82
STEPHENSON	MARK	Regional Maintainer I - Lines	\$121,439.09	\$411.28
STEPHENSON	TODD	Protection & Control Tech.	\$100,159.38	\$468.00
STEVENS	RICK	Director, Development Strategy	\$181,202.24	\$672.48
STEVENSON	CEDRIC	Manager, Staffing & Leadership Dev.	\$149,440.68	\$879.12
STEWART	JOHN	Regional Maintainer - Lines UTS	\$119,711.04	\$481.68
STEWART	NEIL	FLM - Lines	\$105,760.10	\$955.16
STOPPARD	BOB	Regional Maintainer I - Lines	\$100,811.48	\$1,183.76
STOREY	ROBB	Regional Maintainer - Elect.	\$130,017.57	\$820.64
STRACK	RICK	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$105,573.32	\$445.12
STROME	STEVE	Vice President, Labour Rltns	\$288,082.37	\$1,496.88
STRUTHERS	SANDY	Director, Mergers & Acquisitions	\$221,976.69	\$855.36
STRYBOSCH	JOE	Regional Maintainer I - Lines	\$124,610.66	\$411.28
SULEMAN	ALI	Treasurer	\$221,540.15	\$1,275.12
SULLIVAN	M.	Business Process Specialist	\$101,403.06	\$571.44

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SULLY	ALOURDES	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$104,353.22	\$534.00
SUMMERS	BETH	Corporate Controller	\$242,636.39	\$1,399.20
SUMMERS	KEN	Lines Superintendent	\$136,054.70	\$1,212.03
SURRIDGE	RICHARD	Controller	\$118,611.01	\$487.54
SUTTON	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$115,642.86	\$411.28
SYMONS	JEFF	Regional Maintainer - Elect.	\$101,461.04	\$802.00
SZEWczyk	R.	Regional Maintainer I - Lines	\$103,932.38	\$542.89
SZILAGYI	DARLENE	Estimating & Scheduling Eng.	\$109,850.06	\$385.44
SZUMIK	BILL	Safety/ Environment Coordinator	\$111,719.83	\$1,157.57
TACKABERRY	DARRYL	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$106,816.46	\$611.52
TAM	MAY	Senior Financial Advisor	\$104,709.20	\$530.64
TANNER	ARVO	Protection & Control Engineer	\$118,553.72	\$502.80
TASCONA	WAYNE	Regional Maintainer I - Lines	\$105,009.27	\$411.28
TAYLOR	JOE	Account Exec. - Utility Sales	\$106,854.31	\$1,733.74
TAYLOR	GREGORY	Manager, Program Security	\$110,240.79	\$720.72
TAYLOR	ROY	FLM - Lines	\$112,439.02	\$555.36
TAYLOR	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$101,533.86	\$411.28
TAYLOR	BRAD	Protection & Control Tech.	\$107,540.97	\$462.96
TAYLOR	RON	Senior Electrical Area Supervisor	\$127,097.87	\$509.92
TEJADA	ED	Project Engineer - Stations	\$105,185.85	\$567.84
TEN HOEVE	ANDY	Regional Maintainer I - Lines	\$106,240.45	\$411.28
TENHUNEN	ART	Regional Maintainer I - Lines	\$115,183.60	\$411.28
TERRY	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$118,558.94	\$411.28
THAM	CHIN	Senior Materiel Management Eng.	\$102,098.42	\$605.28
THISDELLE	MOE	Regional Maintainer I - Lines	\$116,249.34	\$411.28
THOM	DARYL	FLM - Stations	\$104,989.96	\$540.24
THOMAS	NIGEL	Project Engineer - Lines	\$112,423.42	\$0.00
THOMAS	MARTIN	Programs Analyst	\$104,063.04	\$128.48
THOMPSON	LUCKY	Level 1A Operator	\$106,036.48	\$426.88
THOMPSON	KEVIN	Mgr., Strategic Init. & Business Plan.	\$149,147.24	\$285.12
THOMPSON	AL	Programs Engineer/ Officer	\$100,767.57	\$577.68
THOMSON	AISLA	Sr. Security Policy/ Plan Specialist	\$104,966.32	\$221.76
THOMSON	R.	FLM Employee Relocation Svcs	\$105,476.40	\$627.60
TINGLE	WARREN	Senior Protection & Control	\$105,001.46	\$494.32
TINK	BRIAN	Manager, Field Support	\$131,463.32	\$799.92
TLAMSA	JOSEF	Regional Maintainer I - Lines	\$103,122.10	\$411.28
TODD	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$120,278.64	\$411.28
TODD	G.	Regional Maintainer I - Lines	\$110,842.27	\$411.28
TOLPA	J.	Environment & Health Technician	\$102,584.75	\$436.24
TOMKIEWICZ	RAY	Insulation Test Technician	\$127,285.83	\$462.96
TONEGUZZO	JOE	Mgr., Strategy Development Regltn.	\$157,839.81	\$900.24
TOPHAM	DAVID	Regional Maintainer I - Lines	\$111,549.15	\$411.28
TOTH	DENNIS	Regional Maintainer I - Lines	\$110,352.71	\$411.28
TOWNS	GREG	Regional Line Supervisor	\$114,617.70	\$593.26
TOWNSEND	MARK	Senior Protection & Control	\$135,597.92	\$556.38
TRACZ	WARREN	Training Officer	\$108,552.81	\$421.96
TRAMBLE	GREG	Treasury Officer	\$100,469.40	\$586.56
TRAQUAIR	KEVIN	Regional Maintainer - Elect.	\$101,781.55	\$808.21
TREACY	CATHERINE	Dir., Human Resources Operations	\$153,568.38	\$607.20
TREBILCOCK	TERRY	Senior Protection & Control	\$122,711.54	\$573.52
TRELEAVEN	DAN	Senior Electrical Area Supervisor	\$119,812.43	\$475.44
TREMBLAY	PAUL	Director, Network Operating	\$166,128.14	\$966.24
TREMBLAY	M.	Regional Maintainer I - Lines	\$101,350.35	\$411.28
TRIMBLE	DAVE	Mgr., Design & Tech. Supp. Cntrl & Sys.	\$125,689.79	\$248.16
TRUAX	CLIFF	Director, Finance & Admin.	\$166,250.67	\$990.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid</u> <u>/Traitement</u>	<u>Taxable Benefits</u> <u>/Avantages imposables</u>
TRUFAL	DAVE	FLM - Lines	\$121,126.24	\$654.94
TRUSSLER	J.	Regional Maintainer I - Lines	\$112,440.91	\$411.28
TSIMBERG	YURY	Adv., M & A Operations Integration	\$125,068.32	\$736.56
TSOULIS	ANGELO	Manager, Treasury Operations	\$125,856.57	\$815.76
TU	OLIVIA	Senior Financial Advisor	\$160,176.21	\$942.48
TULLOCH	BILL	Superv. Protection & Cntrl Tech.	\$110,955.41	\$491.20
TURCOTTE	RON	Regional Maintainer I - Lines	\$115,012.87	\$411.28
TURCOTTE	STEPHEN	Reg. Maintainer - Forestry UTS	\$109,249.02	\$440.96
TURNER	STUART	Line - Sr. Foreperson Const.	\$101,812.44	\$0.00
TWEEDY	ROBERT	FLM - Stations	\$104,852.37	\$534.00
TWEEDY	L.	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$119,740.87	\$445.12
UNDERWOOD	MARK	Regional Maintainer I - Lines	\$100,880.13	\$411.28
UNSWORTH	MARK	Manager of Projects	\$103,457.80	\$217.80
URBANOWICZ	MARK	Regional Maintainer I - Lines	\$102,274.08	\$411.28
URBANOWICZ	ALEX	Account Executive	\$100,243.57	\$1,433.36
UREKAR	DEAN	Regional Maintainer - Elect.	\$132,832.73	\$411.28
VALERIANI	LORENZO	FLM - Stations	\$105,794.27	\$590.16
VALIQUETTE	MARK	Regional Line Supervisor	\$114,612.36	\$561.60
VAN DUSEN	GREGORY	Director, Special Projects	\$176,359.65	\$1,037.52
VAN DYK	BILL	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$111,007.72	\$425.38
VANCE	STEVEN	Mgr., Process Mgmt & Special Projects	\$120,946.65	\$1,222.71
VANDAALEN	FRANK	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$114,442.13	\$481.68
VANDEN HOVEN	ADRIAN	Regional Maintainer I - Lines	\$101,474.84	\$411.28
VANDEN TILLAART	HANK	Regional Maintainer I - Lines	\$112,351.11	\$411.28
VANDERBEEK	FRED	Sr. Superv. - Resource Deployment	\$111,384.90	\$532.48
VANDERWEY	LUDGERUS	Regional Maintainer I - Lines	\$118,584.95	\$411.28
VANKESSEL	PETER	Regional Maintainer I - Lines	\$100,555.81	\$411.28
VANLAREN	RICHARD	Regional Maintainer I - Lines	\$111,449.46	\$462.21
VASEY	JOHN	Senior Electrical Area Supervisor	\$128,423.25	\$475.44
VENUTOLO	VITO	Team Leader/ Senior Advisor	\$101,929.24	\$1,027.99
VERSCHUREN	PETER	Regional Maintainer I - Lines	\$110,270.00	\$411.28
VEZINA	JEFF	Regional Maintainer I - Lines	\$102,244.02	\$411.28
VIDLER	SCOTT	Operating Manager	\$123,483.42	\$1,009.16
VILLENEUVE	PAUL	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$107,874.61	\$770.69
VINES	DEBRA	Manager, Pension & Compensation	\$130,928.75	\$533.28
VIOLA	VICTOR J.	VP, Sales & Marketing	\$121,941.95	\$249.48
VIOLETTE	JACQUES	Superv. Distribution Technician	\$122,806.35	\$480.42
VOISIN	ROBERT	Regional Maintainer I - Lines	\$112,328.47	\$347.60
VOLICK	JIM	Regional Maintainer - Elect.	\$105,952.45	\$411.28
VONSEEFRIED	PHILIP	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$122,208.37	\$445.12
VRIESEN	HENRY	Regional Maintainer I - Lines	\$124,098.39	\$411.28
WAGNER	DIETER	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,906.57	\$517.44
WAITE	ED	Operating Manager	\$104,511.82	\$3,455.15
WALCOTT	GORD	Senior Protection & Control	\$103,970.04	\$561.60
WALEWSKI	JOHN	Team Leader/ Senior Advisor	\$108,806.88	\$633.84
WALICKI	S.	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$119,800.40	\$445.12
WALKER	HOWARD	Regional Maintainer - Lines UTS	\$117,039.52	\$481.68
WALL	MICHAEL	Regional Maintainer - Lines UTS	\$105,165.65	\$616.37
WALTEN	ROSS	Regional Maintainer - Elect.	\$101,255.00	\$411.28
WALTER	BERNHARD	Regional Maintainer - Elect.	\$131,687.88	\$802.28
WAN	DAVID	Sr. Telecom Engineer/ Officer	\$114,070.03	\$590.16
WANNAMAKER	DAVID	Regional Maintainer - Mechanical	\$119,246.65	\$1,295.94
WARBURTON	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$153,113.66	\$411.28
WARDELL	TREVOR	Regional Maintainer I - Lines	\$112,548.38	\$411.28
WAREHAM	MAUREEN	Exec. Director & Crop. Ethics Officer	\$159,900.07	\$660.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
WARREN	STEPHEN	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$118,821.43	\$481.68
WATSON	C.	Data Collection & Perform Superv.	\$101,025.45	\$1,414.23
WATSON	SCOTT	Training Officer	\$100,546.26	\$451.24
WATSON	GLENN	Programs Engineer/ Officer	\$100,638.65	\$567.84
WATT	KAREN	Senior Website Specialist	\$171,675.28	\$225.10
WATT	GEORGE	Senior Advisor - Strategic Mar.	\$107,857.97	\$646.32
WEATHERLEY	RANDY	Senior Protection & Control	\$102,527.45	\$456.72
WEAVER	DENNIS	Regional Maintainer I - Lines	\$110,342.38	\$411.28
WEBB	KEVIN	Regional Maintainer I - Lines	\$100,775.34	\$411.28
WEBBER	VERNE	Dir., Operations Cntr Amalg Projects	\$188,163.47	\$1,077.12
WEE	CHAW	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,005.57	\$605.28
WEYLIE	WRAY	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$106,249.61	\$445.12
WHALEN	GERARD	Regional Maintainer - Lines UTS	\$147,740.50	\$481.68
WHATLEY	JAMES	Senior P & C Specialist	\$100,488.69	\$592.80
WHEATSTONE	MICHAEL	Team Leader - Op Tools Implementation	\$110,175.62	\$655.20
WHELAN	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$119,673.13	\$411.28
WHITE	A.	Regional Maintainer I - Lines	\$103,586.36	\$411.28
WHITE	JON	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$100,416.74	\$481.68
WHITE	ROGER	Lines Coordinator	\$102,342.33	\$479.30
WHITTAKER	CINDY	Training Instructor	\$140,359.99	\$380.96
WHITTIER	DAVE	Regional Maintainer I - Lines	\$103,513.80	\$411.28
WHITTINGTON	ANDREW	Team Leader - Op Tools Implementation	\$108,588.44	\$596.40
WHYTE	KERRI	Human Resources Consultant	\$121,691.07	\$736.56
WILLIAMS	CRAIG	Controller	\$112,034.19	\$475.44
WILLIAMS	BARRY	Manager, Helicopter Operation	\$120,938.50	\$792.00
WILLIAMSON	KERRY	Regional Maintainer - Elect.	\$106,020.10	\$717.14
WILLSON	DAVID	Project Engineer - Lines	\$113,228.40	\$577.68
WILSON	STEVE	Regional Maintainer I - Lines	\$107,258.45	\$411.28
WILSON	GARY	Regional Maintainer I - Lines	\$105,129.65	\$347.60
WILSON	BRIAN	FLM - Lines	\$112,352.42	\$552.72
WILSON	COLIN	Lines Coordinator	\$122,588.27	\$2,061.60
WINDSOR	SHAWN	Regional Maintainer I - Lines	\$106,552.34	\$411.28
WINDSOR	TREVOR	Reg. Maintainer - Lines UTS - Lvl 3	\$140,965.41	\$445.12
WINDSOR	TERRY	Regional Maintainer I - Lines	\$110,601.11	\$411.28
WISE	RHONDA	Senior Legal Counsel	\$173,746.39	\$338.80
WITHERSPOON	RON	Regional Maintainer I - Lines	\$104,489.32	\$411.28
WODZAK	RANDY	Regional Maintainer - Elect.	\$120,978.30	\$411.28
WOLFF	DIETER	Regional Maintainer - Elec. UTS	\$102,239.14	\$481.68
WONG	ALEXANDER	Senior Materiel Management Eng.	\$102,876.28	\$580.32
WONG	TOM	Senior Comptrollership Advisor	\$106,723.20	\$525.36
WOOD	LARRY	Protection & Control Tech.	\$102,890.66	\$468.00
WOOD	KARL	Regional Maintainer - Elect.	\$108,281.99	\$518.41
WOODWARD	STEPHEN	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$101,005.57	\$512.16
WRIGHT	LARRY	Regional Maintainer I - Lines	\$112,475.67	\$411.28
WRIGHT	GLEN O.	Chairman - Hydro One	\$282,041.55	\$990.00
WRIGHT	JOHN	FLM - Stations	\$107,545.55	\$879.14
WYLIE	NOEL	Team Leader/ Senior Advisor	\$113,127.34	\$655.20
YAN	ANDREW	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$102,857.77	\$615.12
YATES	MEL	Mgr., T & D Sustainment Programs	\$143,062.68	\$847.44
YAWNEY	GARRY	Regional Maintainer - Elect.	\$116,247.90	\$2,781.28
YEATMAN	MATTHEW	Helicopter Pilot	\$107,913.34	\$239.40
YEO	DAVE	Sr. Superv. - Resource Deployment	\$108,107.97	\$546.48
YOKOM	JOHN	Regional Maintainer I - Lines	\$108,610.10	\$347.60
YOUNG	BING	Sr. Network Mgmt Eng./ Officer	\$111,588.42	\$512.16
YUEN	ANDREW	Team Leader - Op Tools Implementation	\$125,778.18	\$1,179.95

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
YUNG	COCHRANE	Team Leader/ Senior Advisor	\$105,504.97	\$633.84
YUSKOW	LARRY	Regional Maintainer - Elect.	\$103,895.55	\$816.87
ZAJDEMAN	MARCIE	Senior Legal Counsel	\$121,483.74	\$250.80
ZAKAIB	CHUCK	Senior Financial Advisor	\$169,709.73	\$987.36
ZEPIERI	ANGELO	Regional Mntner - Civil UTS	\$106,648.68	\$964.55
ZIOLKOWSKI	WOJCIECH	Relay Engineer - Specialist	\$113,938.15	\$567.84
ZUB	DOUGLAS	Electrician Subforeperson Const.	\$110,523.14	\$0.00
ZWICKER	C.	Regional Maintainer I - Lines	\$104,452.45	\$411.28

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE LA PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Lorsqu'il existe plus d'une méthode comptable, la direction a choisi celle qu'elle jugeait la plus appropriée. La préparation des états financiers consolidés comprend nécessairement l'utilisation d'estimations fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque des opérations visant l'exercice courant ne peuvent se terminer avec certitude qu'au cours de futurs exercices. Les états financiers consolidés ont été préparés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative.

La direction maintient un système de contrôles internes en vue de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs d'OPG sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément à l'autorisation de la direction. Ce système est surveillé et évalué par la direction, le service de vérification interne et le groupe de gestion du risque.

Le comité de vérification rencontre périodiquement les membres de la direction ainsi que les vérificateurs internes et externes afin de s'assurer que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, d'examiner les états financiers et le rapport des vérificateurs indépendants, avant d'en recommander l'approbation au conseil d'administration, et de discuter des questions importantes liées à la présentation de l'information financière et à la vérification.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des vérificateurs indépendants précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les vérificateurs indépendants ont eu accès direct et sans restriction au comité de vérification, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par OPG et l'efficacité du système de contrôles internes.



Le président et chef de la direction par intérim,
Richard Dicerri

Le 15 mars 2004



Le vice-président exécutif et chef des finances,
David W. Drinkwater

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2003 et 2002, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2003 et 2002, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

**ERNST & YOUNG s.r.l.**

Comptables agréés

Toronto, Canada

Le 15 mars 2004

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre		Retraité (notes 3 et 8) 2002
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2003	
Produits		
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 688	6 653
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 510)	(907)
	5 178	5 746
Combustible	1 678	1 604
Achats d'électricité	–	290
Marge brute	3 500	3 852
Charges		
Exploitation, entretien et administration	2 393	2 524
Amortissement (note 5)	603	561
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	430	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(238)	(243)
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	114	115
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires (note 16)	30	210
	3 332	3 578
Bénéfice avant ce qui suit :	168	274
Restructuration (note 15)	–	222
Dépréciation des actifs à long terme (note 5)	576	–
Autres produits (note 22)	58	171
Intérêts débiteurs nets	144	150
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	(494)	73
Impôts sur les bénéfices (recouvrements) (note 11)		
Exigibles	80	29
Futurs	(83)	(23)
	(3)	6
Bénéfice net (perte nette)	(491)	67
Résultat par action ordinaire de base et dilué (dollars)	(1,92)	0,26
Actions ordinaires en circulation (millions) (note 12)	256,3	256,3

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre		Retraité (notes 3 et 8) 2002
(en millions de dollars)	2003	
Bénéfices non répartis au début de l'exercice, montant déjà présenté	257	344
Ajustement (note 3)	104	84
Bénéfices non répartis au début de l'exercice, montant retraits	361	428
Bénéfice net (perte nette)	(491)	67
Dividendes	(17)	(134)
Bénéfices non répartis (déficit des actifs sur les passifs) à la fin de l'exercice	(147)	361

Exercices terminés les 31 décembre		Retraité (notes 3 et 8)
(en millions de dollars)	2003	2002
Activités d'exploitation		
Bénéfice net (perte nette)	(491)	67
Rajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement	603	561
Augmentation du passif au titre de l'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	430	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(238)	(243)
Coût (revenu) des régimes de retraite	(6)	16
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régime de retraite complémentaire	118	107
Impôts sur les bénéfices futurs (note 11)	(83)	(23)
Provision pour restructuration (note 15)	—	222
Contrats d'option à taux intermédiaires (note 16)	(43)	144
Dépréciation d'actifs à long terme	576	—
Gain à la vente de placements	(58)	(72)
Gain à la vente des immobilisations de cession de contrôle	—	(99)
Valeur marchande des contrats d'électricité (note 10)	(5)	2
Provision pour combustible nucléaire épuisé	21	32
Divers	8	52
	832	1 177
Contributions aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(453)	(312)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	(72)	(92)
Cotisations à la caisse de retraite	(153)	—
Dépenses pour les autres avantages postérieurs à l'emploi et le régime de retraite complémentaire	(56)	(52)
Dépenses de restructuration (note 15)	(68)	(134)
Variations nettes des autres actifs et passifs à long terme	(82)	117
Variations des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 23)	149	140
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	97	844
Activités d'investissement		
Vente de créances (note 4)	300	—
Produit net tiré de placements à court terme	—	39
Produit de la vente d'immobilisations de cession de contrôle et d'autres immobilisations (note 14)	1	342
Produit au comptant de la vente de placements (note 22)	59	83
Achats d'immobilisations	(643)	(869)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(283)	(405)
Activités de financement		
Émission de dette à long terme (note 7)	51	138
Remboursement de la dette à long terme	(4)	(1)
Dividendes versés	(17)	(134)
Augmentation (diminution) nette des effets à court terme	(182)	182
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(152)	185
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	(338)	624
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice	624	—
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	286	624

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre		Retraité (notes 3 et 8)
(en millions de dollars)	2003	2002
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces (note 3)	286	624
Débiteurs (note 4)	331	736
Effets à recevoir (note 14)	–	225
Impôts sur les bénéfices recouvrables	16	80
Stocks de combustible	524	514
Matières et fournitures	73	73
	1 230	2 252
Immobilisations (note 5)		
Immobilisations corporelles	14 775	14 747
Moins : amortissement cumulé	2 541	1 956
	12 234	12 791
Autres actifs à long terme		
Actif reporté des régimes de retraite (note 9)	464	305
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 8)	5 228	4 537
Matières et fournitures à long terme	231	193
Débiteurs à long terme et autres actifs à long terme	64	59
	5 987	5 094
	19 451	20 137

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

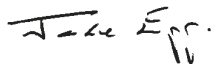
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS

Aux 31 décembre		Retraité (notes 3 et 8)
(en millions de dollars)	2003	2002
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (notes 15 et 16)	1 064	1 235
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (note 17)	409	572
Effets à court terme à payer (note 6)	–	182
Produits reportés à moins d'un an	12	12
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme (note 7)	4	5
	1 489	2 006
Dette à long terme (note 7)	3 393	3 352
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 8)	7 921	7 539
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régime de retraite complémentaire (note 9)	1 013	958
Créditeurs à long terme et charges à payer (note 16)	276	321
Produits reportés (note 14)	168	179
Impôts sur les bénéfices futurs (note 11)	212	295
	9 590	9 292
Avoir de l'actionnaire		
Actions ordinaires (note 12)	5 126	5 126
Bénéfices non répartis (déficit des actifs sur les passifs)	(147)	361
	4 979	5 487
	19 451	20 137

Engagements et éventualités (notes 5, 6, 10, 11 et 13)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Au nom du conseil d'administration,



L'honorable Jake Epp
Président du Conseil



C. Ian Ross
Administrateur

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

1 Description de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1^{er} décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario. Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelées « OPG » ou la « Société ») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO »), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations d'Ontario Hydro.

2 Mode de présentation

Les états financiers consolidés d'OPG ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, qui exigent que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses relativement aux montants présentés pour les actifs, passifs, produits et charges et à la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'Ontario Power Generation Inc. et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2002 ont été reclassés pour être conformes à la présentation des états financiers de 2003. La note 3 présente un changement rétroactif pour la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations adopté en 2003.

3 Sommaire des principales conventions comptables

Espèces et quasi-espèces et placements à court terme

Les espèces et quasi-espèces comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat sont constatés comme des placements à court terme. Ces titres sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur les espèces, quasi-espèces et placements à court terme de 21 millions de dollars (10 millions de dollars en 2002) à un taux réel moyen de 3,0 % (3,0 % en 2002) sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états consolidés des résultats.

Vente de créances

La titrisation de créances représente la vente d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été abandonné moyennant une contrepartie au comptant nette. Pour chaque transfert, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative des produits reçus figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des droits cédés est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date du transfert.

La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont vendues, certains actifs financiers sont conservés, qui consistent en droits dans les créances transférées. Certains droits conservés détenus dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent pas lieu à un actif ni à un passif de gestion.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré.

Les matières et fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants, à l'exception des pièces de rechange essentielles uniques à certaines installations nucléaires ou à combustible fossile. Le coût des pièces de rechange spécifiques est imputé aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante de ces installations et est classé comme un actif à long terme.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principaux composants sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'apparaissent pas dans la présente période ou dans les périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et d'entretien sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui le sont selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires	25 ans à 40 ans ¹
Centrales à combustible fossile	40 ans à 50 ans ²
Centrales hydroélectriques	100 ans
Installations d'administration et de service	50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par an
Principaux logiciels d'application	7 ans

¹ Les centrales nucléaires sont amorties aux fins comptables sur 25 ans, à l'exception de Pickering A. La centrale Pickering A est amortie sur 40 ans à la suite de l'achèvement du retubage au cours des années 1980.

² Depuis le 1^{er} janvier 2004, les centrales alimentées au charbon sont amorties sur la période comprise entre 2004 et 2007 en raison de la fermeture prévue de ces centrales d'ici la fin de 2007.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets prévus non actualisés pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie futurs actualisés si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Placements du portefeuille à long terme

Les placements du portefeuille à long terme sont présentés à la fraction non amortie du coût et englobent les fonds constitués pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires. Les gains et les pertes sur les placements à long terme sont constatés dans les autres produits à la vente des placements.

Passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et l'échéancier des charges en trésorerie futures liées à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Le passif est augmenté constamment du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des charges relatives aux déchets nucléaires produits chaque année, les montants correspondants étant imputés aux charges d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et d'activité moyenne sont imputées à la dotation aux amortissements. Les charges relatives à la mise au rebut du combustible nucléaire épuisé sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif est également ajusté en fonction des changements des montants ou échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement du passif, un gain ou une perte est constaté.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

L'augmentation découle du fait que les passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires sont comptabilisés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs due à l'écoulement du temps. La charge subséquente est incluse dans les charges d'exploitation.

Le coût lié à la mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations et figure dans la charge de désactualisation.

Reclassement de la charge de désactualisation et du bénéfice tiré des fonds distincts

Avant le troisième trimestre de 2003, OPG présentait une charge de revalorisation se composant de la charge de désactualisation sur le passif au titre d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires, déduction faite du bénéfice tiré des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, et des intérêts obtenus sur le montant à recevoir de la SFIÉO. Depuis le troisième trimestre de 2003, la charge de désactualisation et le bénéfice tiré des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, y compris les intérêts obtenus sur le montant à recevoir de la SFIÉO, sont présentés séparément dans les états consolidés des résultats. Les résultats des périodes précédentes ont été reclassés compte tenu de ce changement.

Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires

L'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) entre OPG et la province de l'Ontario (la « Province ») exige que des fonds distincts soient établis dans des comptes de garde pour le financement des passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires. Les fonds distincts se composent de titres d'emprunt et de capitaux propres qui sont traités comme des placements à long terme et sont comptabilisés à la fraction non amortie du coût. Les fonds distincts sont présentés à titre de fonds affectés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires dans les bilans consolidés. Les gains et les pertes matérialisés découlant des fonds distincts sont portés aux résultats dans les états consolidés des résultats.

Après la constitution des fonds distincts, en juillet 2003, les montants à recevoir de la SFIÉO ont été transférés dans le compte de garde sous forme d'effet portant intérêt, compris dans les placements figurant dans les fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Avant, les montants à recevoir de la SFIÉO étaient portés en compensation des passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les montants au 31 décembre 2002 ont été reclassés pour tenir compte de ce changement.

Constatation des produits

Depuis le 1^{er} mai 2002, date de l'ouverture du marché de l'électricité de l'Ontario à la concurrence (« l'ouverture du marché »), l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ). Les produits sont enregistrés à mesure que l'électricité est produite et mesurée en fonction du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et des activités de couverture. À chaque date de bilan, OPG calcule le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui a prévalu depuis le début de la période de règlement en cours et constate un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché passif si le prix moyen dépasse 3,8 ¢ le kWh, en fonction du montant de l'énergie sujet au mécanisme de rabais. OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur marchande, les gains ou les pertes étant constatés dans les états consolidés des résultats. Les gains ou les pertes sur contrats d'échange d'électricité (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états consolidés des résultats. Ainsi, les achats d'électricité, de 189 millions de dollars en 2003 et de 91 millions de dollars en 2002, ont été déduits des produits.

Avant le 1^{er} mai 2002, les produits d'exploitation provenaient principalement de la vente d'électricité sur le marché de gros, aux clients industriels d'envergure de l'Ontario, et sur les marchés interconnectés. Les prix de l'électricité de gros des clients de l'Ontario étaient facturés selon des tarifs groupés, qui comprenaient le transport et d'autres charges connexes. OPG recevait les paiements groupés et distribuait les fonds aux sociétés ayant succédé à Ontario Hydro en vertu de l'entente de répartition des produits. Selon cette entente, le solde des fonds non distribués garantissait à OPG des produits prévus de 4,0 ¢ le kWh, fondés sur la demande d'électricité prévue et la composition de la clientèle ainsi que sur un montant fixe pour services connexes.

Les produits d'exploitation autres qu'énergétiques proviennent d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power ») se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques, ainsi que de la vente d'isotopes. Les produits d'exploitation sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les autres produits.

Dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché libre au comptant de l'électricité en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque de prix des marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains ou pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les produits pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains ou pertes sont comptabilisés dans les produits de production et ne sont pas constatés dans les bilans consolidés. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés à l'actif ou au passif, à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

OPG se sert également de contrats dérivés pour gérer ses risques de change. Les gains ou pertes de change sur ces contrats dérivés libellés en devises étrangères sont constatés en tant que rajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou perte correspondant est reporté et comptabilisé dans les produits en même temps que les gains ou pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou perte reporté associé est constaté dans l'état consolidé des résultats de la période en cours.

Crédits de réduction des émissions

OPG se sert des crédits de réduction des émissions pour gérer les émissions dans les limites réglementaires et volontaires. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Le coût des crédits de réduction des émissions est comptabilisé dans les stocks et imputé aux résultats dans les charges liées aux combustibles au fil des besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et évaluées à la valeur marchande estimative.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges d'exploitation dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme comme des passifs de gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite enregistré contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG comptabilise ses obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations sur une base définitive. Les obligations sont affectées selon les niveaux de salaire, l'inflation et l'accroissement des coûts. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures estimations de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains et les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Selon la valeur liée au marché, les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres sont pris en compte à un taux de rendement réel de 6 % sur une période de cinq ans.

Le coût au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi comprend les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les rajustements liés aux modifications des régimes et les changements d'hypothèses et les gains et les pertes réels, qui se traduisent en gains ou en pertes actuariels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par le régime, étant donné que les avantages économiques seront réalisés sur cette période. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

gain net cumulatif non amorti (ou de la perte), sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts sur les bénéfices

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement de l'impôt sur le revenu des sociétés et des taxes sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois de l'impôt fédérale et provinciale.

OPG verse à la SFIÉO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et thermique, et paie des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les produits bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Secteurs d'activités

Le 1^{er} mai 2002, à la suite de l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Avant l'ouverture du marché, la commercialisation de l'énergie d'OPG ne constituait pas un secteur isolable. Par conséquent, les montants comparatifs de 2002 du secteur Commercialisation de l'énergie correspondent à la période comprise entre le 1^{er} mai 2002 et le 31 décembre 2002. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs.

Modifications de conventions comptables

Dépréciation d'actifs à long terme

En décembre 2002, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a approuvé une nouvelle norme comptable sur la dépréciation d'actifs à long terme. La nouvelle norme donne des directives sur la constatation, la mesure et la présentation de la dépréciation d'actifs à long terme et entrera en vigueur pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} avril 2003. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable est supérieure à la somme des flux de trésorerie non actualisés. La perte de valeur constatée correspond au montant dont la valeur comptable dépasse la juste valeur ou les flux de trésorerie actualisés. Avant, la perte de valeur constatée correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur les flux de trésorerie non actualisés.

OPG a choisi d'adopter la nouvelle norme comptable par anticipation en date du 1^{er} janvier 2003 en l'appliquant de façon prospective, sans retraitement rétroactif des résultats des périodes précédentes. La perte de valeur constatée en 2003, compte tenu de la nouvelle norme comptable, s'est élevée à 576 millions de dollars, contre 533 millions de dollars qui auraient été constatés selon l'ancienne norme comptable.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En mars 2003, l'ICCA a publié une nouvelle norme concernant la constatation, la mesure et la présentation des passifs associés à la mise hors service d'immobilisations corporelles à long terme et aux coûts afférents de mise hors service des immobilisations. La nouvelle norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2004. OPG a choisi d'adopter la norme de l'ICCA par anticipation, en 2003. Conformément aux exigences de l'ICCA, OPG a appliqué la nouvelle norme de façon rétroactive.

La nouvelle norme est essentiellement semblable à l'ancienne convention comptable d'OPG relative aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Cependant, l'adoption de la nouvelle norme modifiera le moment de la constatation des changements dans

l'estimation du passif. Avant, les changements apportés au montant estimatif du passif étaient amortis sur la durée de service résiduelle moyenne des centrales. Selon la nouvelle norme comptable, le passif est immédiatement révisé selon les changements apportés au montant ou à l'échéancier estimatifs des flux de trésorerie sous-jacents, la valeur comptable des actifs étant ajustée en conséquence.

Avant l'adoption de la nouvelle norme, des réductions de l'estimation du coût de 427 millions de dollars avaient été relevées et étaient amorties sur la durée de service résiduelle moyenne des centrales pour refléter la modification du passif, et un changement correspondant était apporté aux charges liées au combustible et à l'amortissement. Ces changements à l'estimation du coût comprenaient l'incidence du retard de l'entrée en service des installations d'élimination des combustibles nucléaires épuisés prévue pour 2025 et reportée en 2035, la constatation de certains coûts liés au stockage à sec de combustibles nucléaires épuisés pendant le cycle de vie de la centrale et la constatation de coûts supplémentaires liés aux programmes de gestion des déchets nucléaires.

En 2003, OPG a réexaminé ses hypothèses importantes qui sous-tendent le calcul des passifs pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires. À la suite de cet examen, un certain nombre d'hypothèses ont été révisées afin de refléter les modifications intervenues dans le calendrier de certains programmes et la technologie évolutive de gestion des déchets nucléaires. Ces changements ont donné lieu à une augmentation de 162 millions de dollars des estimations des coûts associés au démantèlement des centrales à combustible fossile et des programmes de gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne. Toutes les révisions d'estimations de coûts ont été constatées rétroactivement à la date d'acquisition, comme l'exige la nouvelle norme.

En raison de l'adoption de la nouvelle norme comptable, l'obligation au titre de la mise hors service d'immobilisations et les montants connexes relatifs aux immobilisations corporelles ont été diminués compte tenu de la diminution nette des estimations de coûts pour le démantèlement et la gestion des déchets nucléaires. Le retraitement de la nouvelle norme a entraîné une augmentation cumulative de 104 millions de dollars du bénéfice net d'OPG pour la période comprise entre le 1^{er} avril 1999 et le 31 décembre 2002. L'incidence sur le bénéfice net a été une réduction de 17 millions de dollars en 2003, contre une augmentation de 20 millions de dollars en 2002.

Les changements découlant de l'adoption de la nouvelle norme comptable se résument comme suit :

Bilans aux 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Augmentation (diminution)		
Matières et fournitures	–	(7)
Immobilisations corporelles	(233)	(267)
Amortissement cumulé	(142)	(112)
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	(221)	(314)
Impôts sur les bénéfices futurs	43	48
Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	104	84

États des résultats pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2003	2002
Augmentation (diminution)		
Combustible	(3)	(6)
Amortissement	18	(7)
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	7	(16)
Charge d'impôts futurs	(5)	9
Bénéfice net (perte nette)	(17)	20

Nouvelles recommandations comptables

Relations de couverture

En décembre 2001, le Conseil des normes comptables (CNC) de l'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13, « Relations de couverture ». Cette note d'orientation, qui doit être appliquée pour les périodes annuelles à partir du 1^{er} juillet 2003, définit les normes sur la documentation et l'évaluation de l'efficacité des activités de couverture. Avec l'adoption de la nouvelle norme comptable, en vigueur le 1^{er} janvier 2004, OPG continue d'appliquer le même traitement comptable à ses relations de couverture.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités

En date du 1^{er} mai 2003, la Société a adopté les nouvelles recommandations du chapitre 3475 du Manuel de l'ICCA, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Ce chapitre définit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables à la sortie d'actifs à long terme. Il remplace les dispositions sur les sorties d'immobilisations du chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », et du chapitre 3475, « Abandons d'activités ». Le nouveau chapitre donne également les conditions de classement des actifs destinés à la vente. Il exige qu'un actif classé comme destiné à la vente soit mesuré à sa juste valeur, déduction faite des frais de vente. Il énonce également les conditions de classement d'une sortie comme un abandon d'activités et indique les normes de présentation et d'information pour l'abandon d'activités et les autres sorties d'actifs à long terme. L'adoption de la norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés d'OPG.

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

En juin 2003, l'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables », qui exige la consolidation des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) par le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité a) dont l'investissement en instruments de capitaux propres à risque ne suffit pas à lui permettre de financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel de tiers ou dans laquelle les investisseurs ne répondent pas aux critères de participation majoritaire et b) qui ne répond pas aux conditions d'exemption indiquées. Le principal bénéficiaire est l'entreprise qui absorbera la majorité des pertes prévues ou recevra la majorité des rendements résiduels prévus, ou les deux, de l'EDDV. La note d'orientation a été suspendue par l'ICCA en prévision des révisions finales qui y seront apportées.

La Société est partie à divers accords de contrepartie et vend des créances en vertu d'un accord de titrisation de créances. Elle évaluera ces accords à la lumière de la note d'orientation révisée, quand elle sera publiée.

Avantages sociaux futurs – Informations additionnelles

En décembre 2003, le CNC a approuvé les révisions au chapitre 3461, « Avantages sociaux futurs ». Les informations additionnelles annuelles sont à fournir pour les exercices se terminant à compter du 30 juin 2004, et les informations additionnelles intermédiaires sont à fournir pour les périodes se terminant à compter du 30 juin 2004. Le CNC encourage une adoption anticipée.

OPG a déjà adopté certaines des exigences de présentation additionnelle. Ainsi, OPG indique ses méthodes et modes de comptabilisation des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi dans ses conventions comptables. Les cotisations minimales requises par l'employeur pour l'exercice écoulé et le prochain exercice, ainsi que les montants additionnels cotisés pendant l'exercice écoulé sont également présentés à la note 9 afférente aux états financiers consolidés, en plus des principales hypothèses utilisées.

4

Vente de créances

Le 1^{er} octobre 2003, la Société a signé un accord visant la vente d'une participation indivise de copropriétaire dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également une participation indivise de copropriétaire dans les créances vendues à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. Le transfert cède à la fiducie la propriété d'une partie des paiements de principal découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances.

La Société a inscrit le transfert initial de la copropriété à la fiducie et les transferts subséquents requis étant donné l'option de rechargement de la titrisation à titre de vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-12 de l'ICCA, « Cession de créances ». Selon cette note d'orientation, le produit de chaque vente à la fiducie est considéré comme le montant d'argent reçu de la fiducie, déduction faite de la participation indivise de copropriétaire conservée par la Société. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, la Société a constaté des frais avant impôts de 3 millions de dollars relativement à ces ventes.

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

(en millions de dollars)	Principal des créances au 31 décembre 2003	Solde moyen des créances pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003
Total du portefeuille de créances ¹	464	443
Créances vendues	300	300
Créances conservées	164	143
Coût moyen des fonds		2,8 %

¹ Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées depuis le 1^{er} octobre 2003, que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de créances irrécouvrables pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2003
Produit des nouvelles ventes	300
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement ¹	900
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	415

¹ Étant donné l'option à rechargement de la titrisation, les montants recouverts au titre des créances titrisées sont immédiatement réinvestis dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit de la Société ne dépassera pas le montant initial de 300 millions de dollars.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

5 Immobilisations

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Amortissement	600	556
Frais de gestion des déchets nucléaires	3	5
	603	561

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	4 152	3 494
Centrales à combustible fossile	1 583	1 842
Centrales hydroélectriques	7 663	7 620
Autres immobilisations	636	566
Construction en cours	741	1 225
	14 775	14 747
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	2 308	1 780
Autres immobilisations	233	176
	2 541	1 956
	12 234	12 791

Les immobilisations sous contrat de location-acquisition de 203 millions de dollars (200 millions de dollars en 2002) sont prises en compte dans les autres immobilisations. Au 31 décembre 2003, l'amortissement cumulé de ces biens loués s'élevait à 45 millions de dollars (36 millions de dollars en 2002). L'intérêt capitalisé à 6 % (6 % en 2002) dans la construction en cours a totalisé 54 millions de dollars (44 millions de dollars en 2002) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Dépréciation d'actifs à long terme

Les estimations comptables relatives à la dépréciation des actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction afin de déterminer les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'approvisionnement en électricité en Ontario, les dates de remise en service des centrales inutilisées, l'inflation, les prix des combustibles et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs qui seront finalement réalisés par OPG relativement à ces actifs pourrait être considérablement différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers consolidés.

En 2003, le gouvernement a annoncé, puis confirmé, son engagement de fermer progressivement les centrales au charbon d'ici 2007. Par conséquent, on s'attend à ce que les centrales de Nanticoke, Lambton, Thunder Bay et Atikokan soient en grande partie fermées avant la fin de leur durée de vie utile estimative. Ce changement a obligé OPG à tester la recouvrabilité de la valeur comptable de ces centrales. OPG a constaté une perte de valeur de 576 millions de dollars en raison de la perte des flux de trésorerie provenant de ces centrales après 2007. Donc, la valeur comptable des centrales à combustible fossile a été diminuée de 576 millions de dollars.

La juste valeur des actifs de production d'énergie thermique a été établi au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur a ensuite été comparée à la valeur comptable des actifs productifs pour déterminer le montant de la perte de valeur.

Le gouvernement de l'Ontario a créé un comité chargé d'examiner le rôle d'OPG au sein du marché de l'électricité ontarien, la structure qu'OPG devrait adopter à l'avenir et la possibilité de remettre en état les trois unités de la centrale nucléaire Pickering A qui sont hors service. La valeur comptable de la construction en cours de ces trois unités était de 161 millions de dollars au 31 décembre 2003. Si OPG abandonne les travaux de remise en état requis pour remettre ces unités en service, une perte de valeur correspondant à la valeur comptable de ces unités sera constatée. En ce cas, OPG devrait également évaluer des imputations éventuelles additionnelles.

6

Facilités de crédit à court terme

En mars 2003, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire renouvelable avec conditions fixes à court terme de 1 000 millions de dollars. La facilité de crédit avait un terme renouvelable de 364 jours et pouvait être prolongée de deux ans. En décembre 2003, OPG a reporté la date de renouvellement de la facilité de mars 2004 à mai 2004. OPG a ensuite prolongé la facilité d'un terme de 364 jours sans l'option de prolongation de deux ans, à compter de mai 2004. Les effets émis en vertu du programme de papier commercial de la Société sont garantis par cette facilité de crédit bancaire. Au 31 décembre 2003, OPG n'avait aucun effet à court terme en cours en vertu du programme de papier commercial (182 millions de dollars en 2002).

OPG détient également des facilités de trésorerie sans conditions fixes à court terme de 28 millions de dollars ainsi que des facilités de crédit sans conditions fixes à court terme de 173 millions de dollars à l'appui des garanties dans le cadre des règles du marché au détail de l'électricité et pour d'autres engagements sous forme de lettres de crédit. Sur ce montant, 125 millions de dollars ont été utilisés pour les lettres de crédit accordées aux sociétés de distribution locale en soutien des obligations d'OPG, dans le cadre de la facturation consolidée de détail imposée par le code de règlement au détail et en soutien du régime de retraite complémentaire.

7

Dettes à long terme

Dettes en cours

La dette à long terme consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	2002
Effets à payer à la SFIÉO	3 200	3 200
Obligations liées au contrat de location-acquisition	8	19
Part de la dette de la société en commandite	189	138
	3 397	3 357
Moins : les obligations liées au contrat de location-acquisition échéant à moins d'un an	4	5
Dettes à long terme	3 393	3 352

En février 2003, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement du principal de 700 millions de dollars d'effets de premier rang venant à échéance en 2003 et en 2004 en prolongeant les dates d'échéance de deux ans. Les taux d'intérêt demeurent inchangés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

Les dates d'échéance des effets à payer à la SFIÉO sont comme suit :

Échéance	Capital en cours (en millions de dollars)			
	Taux d'intérêt (%)	Effets de premier rang	Effets subordonnés	Total
2005	5,49	200	–	200
2005	5,71	300	–	300
2006	5,44	100	–	100
2006	5,62	300	–	300
2006	5,94	100	–	100
2006	5,78	300	–	300
2007	5,85	400	–	400
2008	5,90	400	–	400
2009	6,01	350	–	350
2010	6,60	–	375	375
2011	6,65	–	375	375
		2 450	750	3 200

Les effets de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des effets subordonnés. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des dettes de premier rang et des effets subordonnés d'OPG.

En septembre 2002, Brighton Beach Power L.P. (« Brighton Beach »), société en commandite formée par OPG et ATCO Power Canada Ltd., ATCO Resources Ltd. et Brighton Beach Power Ltd., a finalisé un financement privé par obligations et emprunts à terme de 403 millions de dollars pour son projet de production électrique de 580 mégawatts en construction à Windsor, en Ontario. Brighton Beach a également signé une convention de conversion énergétique avec Coral Energy Canada Inc. (« Coral »), en vertu de laquelle Coral livrera le gaz naturel à la centrale et possèdera, commercialisera et négociera toute la production d'électricité. OPG consolide proportionnellement sa participation de 50 % dans la société en commandite Brighton Beach. Au 31 décembre 2003, l'encours du prêt s'élevait à 378 millions de dollars (276 millions de dollars en 2002) dont 189 millions de dollars (138 millions de dollars en 2002) sont comptabilisés par OPG. Si le projet est terminé et que certains tests de rendement sont réussis avant le 30 septembre 2006, le financement associé au projet de Brighton Beach n'aura droit de recours qu'envers le projet et non la Société. Le projet et les tests de rendement devraient être terminés d'ici le milieu de 2004.

Les intérêts versés pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2003 se sont élevés à 219 millions de dollars (204 millions de dollars en 2002), dont 210 millions de dollars se rapportent à la dette à long terme (198 millions de dollars en 2002). Des intérêts de 54 millions de dollars ont été capitalisés en 2003 (44 millions de dollars en 2002).

8

Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

Le passif pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires fondé sur la valeur actualisée consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Passif pour gestion des combustibles nucléaires épuisés	4 451	4 230
Passif pour démantèlement des centrales nucléaires et gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne	3 289	3 131
Passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires	181	178
Passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	7 921	7 539

La variation du passif net pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2002 consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Passif au début de l'exercice (retraité)	7 539	7 183
Augmentation du passif en raison de la charge de désactualisation	430	411
Augmentation du passif en raison des charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires et des combustibles nucléaires épuisés	24	37
Passif réglé par les frais de gestion des déchets	(72)	(92)
Passif à la fin de l'exercice	7 921	7 539

Les obligations liées à la mise hors service des immobilisations d'OPG se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date et à la date d'abandon des activités et de fermeture des centrales thermiques et nucléaires. Les coûts à engager pour le démantèlement, la démolition et la cession des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion poursuivie à long terme des combustibles nucléaires épuisés et des déchets à faible activité et à activité moyenne.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de démantèlement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, en tenant compte des volumes de déchets réels, engagée à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les charges pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige l'établissement d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur plusieurs années. La fermeture des centrales devrait avoir lieu entre 5 à 22 ans à partir de la date d'aujourd'hui, selon la centrale. Les programmes actuels englobent des estimations de flux de trésorerie jusqu'en 2057 pour le démantèlement des centrales nucléaires et jusqu'en 2100 environ pour la gestion des combustibles nucléaires épuisés. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs associés à l'obligation qui devrait être engagée jusqu'à la date de fermeture des centrales inclusivement est d'environ 19 milliards de dollars. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des obligations au 31 décembre 2003 était de 5,75 % (5,75 % en 2002), et les taux d'accroissement des coûts variaient de -1 % à 4 % en 2003 et en 2002. En vertu des conditions du contrat de location avec Bruce Power, OPG a toujours la responsabilité des passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce.

Les hypothèses importantes concernant plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisées pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses touchant le calendrier des programmes ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur totale des charges à payer. Il existe un grand risque entourant l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent évoluer à la hausse ou à la baisse, compte tenu de leur durée prolongée et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

Passif au titre des coûts de gestion des combustibles nucléaires

Le passif au titre des coûts de gestion des combustibles nucléaires épuisés représente les coûts de gestion des faisceaux de combustible nucléaire épuisé hautement radioactifs. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs au combustible épuisé incluent : la gestion à long terme des faisceaux de combustible nucléaire épuisé par le stockage en couches géologiques profondes; la mise en service prévue en 2035 d'installations de stockage de combustible nucléaire épuisé; et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations de stockage. Des solutions de rechange au procédé d'enfouissement sont examinées par les installations nucléaires canadiennes dans le cadre de l'étude d'options requise par la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. L'étude d'options doit être finalisée d'ici 2005, une décision du gouvernement fédéral n'étant pas attendue avant 2006.

Passif au titre des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne

Le passif au titre des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne représente les coûts estimatifs du démantèlement des centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile ainsi que le coût de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne produits par les centrales nucléaires. Les hypothèses importantes utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires incluent : le démantèlement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs demeureront à l'arrêt en lieu sûr pendant les 30 ans précédant un démantèlement de 10 ans). Les déchets de faible activité et d'activité moyenne issus du démantèlement seront évacués vers les installations conçues à cette fin.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur élimination définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs aux déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne incluent : la mise en service en 2015 d'installations d'élimination des déchets de faible activité; le costockage de déchets d'activité intermédiaire de courte durée et de déchets de faible activité à partir de 2015; et le costockage du reste des déchets d'activité intermédiaire de longue durée et du combustible épuisé à partir de 2035.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts de tiers formulées à la lumière d'un examen minutieux des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités requises de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de démantèlement des centrales thermiques au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être démantelées entre 2005 et 2025.

Outre le passif de 146 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 35 millions de dollars relativement aux coûts de démantèlement et de remise en état des sites des centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisés.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du démantèlement de ses centrales hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installation ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour l'entretien ou la reconstruction, on suppose que des ouvrages de régularisation des eaux seront nécessaires dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif pour le démantèlement de ses centrales hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

Le 24 juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des accords en vertu de l'ONFA qui exigeait l'établissement de fonds distincts pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Pour se conformer à l'ONFA, OPG a transféré les actifs de ses fonds existants pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires à un fonds de démantèlement et à un fonds pour combustible utilisé, détenus dans des comptes de garde. De plus, un montant à recevoir de la SFIÉO de 3,1 milliards de dollars a été transféré dans le fonds de démantèlement, sous forme d'un versement au comptant de 1,2 milliard de dollars et d'effets à recevoir portant intérêt de 1,9 milliard de dollars.

Le fonds pour combustible utilisé servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire épuisé. OPG assume le risque et l'obligation relatifs à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible épuisé, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limite son risque financier total à environ 6,0 milliards de dollars, soit la valeur actualisée au 1^{er} avril 1999 (environ 7,8 milliards de dollars en 2003). OPG continuera de faire des versements annuels au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA.

Le fonds de démantèlement servira à financer les coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible épuisé après la durée de vie de la centrale. Le financement initial, qui englobe les effets à recevoir de la SFIÉO, est censé être suffisant pour s'acquitter de l'estimation de la charge de 1999. Tout manque à gagner devra être comblé par OPG.

La *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à cette dernière, l'organisme de gestion des déchets nucléaires a été fondé au cours de 2002 afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de fournir des recommandations pour la gestion à long terme des déchets nucléaires. Les résultats de l'étude doivent être déposés dans les trois ans suivant l'entrée en vigueur de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. Le gouvernement fédéral déterminera la stratégie de gestion à long terme des déchets nucléaires en fonction de plans déposés. OPG a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans un fonds en fiducie en novembre 2002, comme l'exige la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*, et d'un montant additionnel de 100 millions de dollars en 2003. OPG déposera un montant supplémentaire de 100 millions de dollars pour les deux prochaines années jusqu'à ce que le gouvernement fédéral approuve un plan à long terme. Les contributions futures, par la suite, dépendront du plan choisi. La fiducie est consolidée par OPG et représente une partie du fonds pour combustible utilisé.

Au 31 décembre 2003, le fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires se composait de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Méthode de l'amortissement du coût	Juste valeur
Fonds de démantèlement ¹	3 641	3 801
Fonds pour combustible utilisé	1 587	1 587
	5 228	5 388

¹ Comprend un montant à recevoir de 1 892 \$ de la SFIÉO.

Au 31 décembre 2002, le fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires se composait de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Méthode de l'amortissement du coût	Juste valeur
Fonds pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires	1 599	1 622
Montant à recevoir de la SFIÉO	2 938	2 938
	4 537	4 560

Dans le cadre de l'ONFA, en date du 31 juillet 2003, la Province a fourni à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») pour le compte d'OPG, comme l'exige la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), une garantie de jusqu'à 1,51 milliard de dollars. Cette garantie assure que les fonds seront suffisants pour acquitter la totalité des obligations relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au fonds pour combustible utilisé et au fonds de démantèlement jusqu'au moment où des fonds suffisants couvriront le passif accumulé aux fins de gestion des déchets nucléaires et de démantèlement. La garantie, avec la constitution des nouveaux fonds de garde distincts, répondaient aux exigences de permis pour les centrales nucléaires d'OPG auprès de la CCSN. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement dans le fonds pour combustible utilisé de 3,25 % au-dessus de l'indice des prix à la consommation (IPC) (le « rendement garanti »). L'écart entre le rendement garanti sur le fonds pour combustible utilisé et le rendement réel net, selon la juste valeur des actifs du fonds, qui comprend les rendements réalisés et non réalisés, doit être remis à la Province ou versé par elle. Comme OPG comptabilise les placements dans le fonds selon la méthode de l'amortissement du coût, le montant constaté dans les états financiers consolidés que reçoit ou paye la Province correspond à l'écart entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2003, les actifs du fonds pour combustible utilisé comprenaient un montant de 10 millions de dollars à recevoir de la Province. Si les placements dans le fonds pour combustible utilisé avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2003, le montant à payer à la Province serait de 71 millions de dollars.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

En vertu de l'ONFA, un taux de rendement cible de 5,75 % par année a été établi pour le fonds de démantèlement. Si le taux de rendement diffère ou si la valeur des passifs change dans le cadre du plan de référence d'OPG (1999), le fonds de démantèlement peut être insuffisant ou excédentaire. Selon l'ONFA, en cas de surplus dans le fonds de démantèlement de sorte que les passifs, aux termes du plan de référence d'OPG (1999), sont financés au moins à 120 %, OPG peut transférer 50 % de l'excédent sur le passif à titre de contribution au fonds pour combustible utilisé, et la SFIÉO est en droit de recevoir le solde de 50 % de l'excédent. Au 31 décembre 2003, le fonds de démantèlement était entièrement financé, et aucun montant n'était dû.

La juste valeur et la fraction non amortie du coût des titres investis dans les fonds distincts, qui comprenaient le fonds pour combustible utilisé et le fonds de démantèlement, au 31 décembre 2003, étaient comme suit :

(en millions de dollars)	Méthode de l'amortissement du coût	Juste valeur
Espèces et quasi-espèces et placements à court terme	139	139
Titres de capitaux propres négociables	2 556	2 795
Obligations et débentures	635	637
Montant à recevoir de la SFIÉO	1 892	1 892
Frais d'administration à payer	(4)	(4)
	5 218	5 459
Montant à recevoir de (à payer à) la Province – Fonds pour combustible utilisé	10	(71)
Total	5 228	5 388

Les obligations et débentures détenues dans les fonds au 31 décembre 2003 viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur
Moins d'un an	19
De 1 an à 5 ans	204
De 5 ans à 10 ans	260
Plus de 10 ans	154
Total des titres d'emprunt à venir à échéance	637
Rendement moyen	4,3 %

Un montant de 1 892 millions de dollars à recevoir de la SFIÉO ne porte pas de date d'échéance. Le taux d'intérêt réel sur le montant à recevoir de la SFIÉO était de 5,0 % (6,0 % en 2002).

9

Avantages sociaux

Les avantages postérieurs à l'emploi comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les obligations contractées en vertu des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les rajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou pertes actuariels. Les obligations liées aux régimes de retraites et aux autres avantages postérieurs à l'emploi et les actifs de la caisse de retraite sont mesurés au 31 décembre 2003.

Régime de retraite enregistré

Le régime de retraite enregistré est un régime contributif à prestations déterminées couvrant tous les employés permanents et les retraités. Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les actions ou les titres d'emprunt d'OPG.

Les données du régime de retraite enregistré d'OPG se présentent comme suit :

	2003	2002
Hypothèses du régime de retraite – Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice		
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	6,25 %	6,75 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,25 %	3,00 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	2,25 %	2,00 %

	2003	2002
Hypothèses du régime de retraite – Coût de l'exercice		
Rendement prévu des actifs du régime déduction faite des charges	7,00 %	7,00 %
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	6,75 %	6,75 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,00 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	2,00 %	2,00 %
Nombre moyen d'années de service à courir pour les salariés actifs	12	11

(en millions de dollars)	2003	2002
Variation des actifs du régime de retraite enregistré		
Juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice	5 727	6 342
Cotisations patronales	153	–
Cotisations salariales	52	78
Rendement réel des actifs du régime déduction faite des charges	783	(257)
Règlements	–	(142)
Versements de prestations	(266)	(294)
Juste valeur des actifs du régime à la fin de l'exercice	6 449	5 727
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées du régime de retraite enregistré		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	5 965	5 995
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	107	107
Cotisations salariales	52	78
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	402	381
Gain de compression	–	(28)
Gain de règlement	–	(124)
Versements de prestations	(266)	(294)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	786	(150)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	7 046	5 965
Déficit du régime de retraite enregistré	(597)	(238)

(en millions de dollars)	2003	2002
Rapprochement du déficit du régime de retraite enregistré		
Déficit du régime de retraite	(597)	(238)
Perte actuarielle nette non amortie	924	388
Coût non amorti au titre des services passés	137	155
Actif reporté du régime de retraite	464	305

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

(en millions de dollars)	2003	2002
Composantes du coût constaté du régime de retraite enregistré		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	107	107
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	402	381
Rendement prévu des actifs du régime déduction faite des charges	(502)	(471)
Perte de compression	–	10
Perte de règlement	–	5
Amortissement des coûts des prestations pour services passés	18	18
Amortissement du gain actuariel net	(31)	(34)
Coût (revenu) constaté du régime de retraite	(6)	16

Selon l'évaluation de la capitalisation du 1^{er} avril 2002, soit la dernière évaluation déposée, OPG était tenue d'effectuer des cotisations de 12 millions de dollars à son régime de retraite en 2003. Cependant, OPG a préféré verser un montant additionnel de 141 millions de dollars pour des cotisations totales de 153 millions de dollars en 2003. Pour 2004, les cotisations requises sont estimées à environ 15 millions de dollars, compte tenu des cotisations additionnelles effectuées en 2003. OPG s'attend à verser un montant additionnel de 141 millions de dollars, pour des cotisations totales de 156 millions de dollars en 2004. Compte tenu d'un financement permanent, les actifs étant présentés à leur valeur marchande, OPG estime que le déficit du régime de retraite s'élevait à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2003 (1,6 milliard de dollars en 2002).

Régime de retraite complémentaire

Le régime de retraite complémentaire est un régime à prestations déterminées couvrant certains salariés et retraités. Les hypothèses utilisées sont les mêmes que celles du régime enregistré. Les données du régime de retraite complémentaire d'OPG se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2003	2002
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées du régime de retraite complémentaire		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	125	76
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	8	8
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	9	7
Perte de compression	–	1
Gain de règlement	–	(3)
Versements de prestations	(5)	(3)
Avantages spéciaux liés aux cessations d'emploi	–	13
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(20)	26
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	117	125

(en millions de dollars)	2003	2002
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations du régime de retraite complémentaire		
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice		
Obligation à long terme	98	86
Obligation à court terme	3	–
Perte actuarielle nette non amortie	10	33
Coût non amorti au titre des services passés	6	6
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	117	125

(en millions de dollars)	2003	2002
Composantes du coût constaté du régime de retraite complémentaire		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	8	8
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	9	7
Perte de compression	–	2
Gain de règlement	–	(3)
Avantages spéciaux liés aux cessations d'emploi	–	13
Amortissement des coûts des prestations pour services passés	1	1
Amortissement du gain actuariel net	2	1
Coût constaté du régime de retraite	20	29

En 2003, OPG a effectué des paiements de 5 millions de dollars, qui étaient requis en vertu des modalités du régime de retraite complémentaire. Les paiements requis en 2004 devraient s'élever à 3 millions de dollars. Le régime de retraite complémentaire est garanti par des lettres de crédit d'un total de 96 millions de dollars.

Autres avantages postérieurs à l'emploi

Les données concernant les autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG sont les suivantes :

	2003	2002
Hypothèses relatives aux autres avantages postérieurs à l'emploi – Obligation à la fin de l'exercice		
Augmentation annuelle à long terme du coût par participant des principaux avantages	2,25 % – 4,5 %	2,0 % – 4,5 %
Taux d'actualisation des prestations futures	5,75 % – 6,25 %	6,0 % – 6,75 %

	2003	2002
Hypothèses relatives aux autres avantages postérieurs à l'emploi – Coût de l'exercice		
Augmentation annuelle à long terme du coût par participant des principaux avantages	2,0 % – 4,5 %	2,0 % – 4,5 %
Taux d'actualisation des prestations futures	6,0 % – 6,75 %	6,25 % – 6,75 %

(en millions de dollars)	2003	2002
Variation des obligations au titre des prestations projetées du régime d'avantages postérieurs à l'emploi		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	1 079	1 171
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	29	37
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	64	69
Versements de prestations	(51)	(49)
Perte de compression	–	1
Gain de règlement	–	(131)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	186	(19)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	1 307	1 079

(en millions de dollars)	2003	2002
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi		
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice		
Obligation à long terme	915	872
Obligation à court terme	58	54
Perte actuarielle nette non amortie	313	128
Coût non amorti des services passés	21	25
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	1 307	1 079

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

(en millions de dollars)	2003	2002
Composantes du coût constaté relativement aux avantages postérieurs à l'emploi		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	29	37
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	64	69
Perte de compression	–	2
Gain de règlement	–	(63)
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	3
Amortissement des coûts des services passés	3	3
Coût constaté	98	51

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % de la tendance des coûts de soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 24 millions de dollars du coût constaté en 2003 ou une diminution de 14 millions de dollars du coût constaté en 2003. Une augmentation ou une diminution de 1,0 % de la tendance des coûts de soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 169 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2003 ou une diminution de 152 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2003.

En 2003, OPG a effectué des paiements de 51 millions de dollars, conformément aux modalités des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les paiements exigibles en 2004 devraient s'élever à 58 millions de dollars.

10

Instruments financiers

Juste valeur des instruments dérivés

Les justes valeurs des instruments dérivés ont été estimées en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. Si les cours du marché ne sont pas connus, OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volatilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

Les activités d'échange et la liquidité sur le marché de l'électricité de l'Ontario ont été limitées étant donné que les sociétés ne concluent généralement que des contrats à court terme. Par conséquent, les informations sur les prix à terme pour les contrats peuvent ne pas être entièrement représentatives du coût de ces contrats. Pour les contrats conclus en Ontario qui ne sont pas conclus à des fins de couverture, OPG a établi des réserves de liquidité à la juste valeur marchande des actifs et des passifs équivalant au gain ou à la perte sur ces contrats. Ces réserves ont réduit les produits du secteur Commercialisation de l'énergie d'environ 5 millions de dollars en 2003 (7 millions de dollars en 2002). Les contrats conclus pour des opérations à l'extérieur de l'Ontario continuent d'être constatés aux bilans consolidés en tant qu'actif ou passif à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées à titre de gain ou de perte dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

Instruments dérivés utilisés aux fins de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou pertes étant constatés au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. La Société se sert principalement des dérivés financiers de marchandises pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

(en millions de dollars)	2003			2002		
	Quantité nominale	Terme	Juste valeur	Quantité nominale	Terme	Juste valeur
Gain (perte)						
Instruments dérivés sur l'électricité	23,9 TWh	1 à 3 yrs	(13)	37,9 TWh	1 à 4 yrs	(144)
Instruments dérivés sur les taux de change	40 \$ U.S.	4 janv.	(3)	179 \$ U.S.	3 avril	4
Options servant à acheter les crédits de réduction des émissions	3 000 000 de tonnes	2004	–	6 000 000 de tonnes	2003–2004	1

Les instruments dérivés sur les taux de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours au 31 décembre 2003 s'élevait à 0,72 \$ US (0,64 \$ en 2002) contre 1 dollar canadien.

Instruments dérivés non utilisés aux fins de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés comme couvertures est comme suit :

(en millions de dollars)	2003		2002	
	Quantité nominale	Juste valeur	Quantité nominale	Juste valeur
Instruments dérivés sur marchandises				
Actifs	7,9 TWh	8	15,8 TWh	10
Passifs	1,6 TWh	(8)	0,5 TWh	(14)
		—		(4)
Réserves de liquidité de l'Ontario		(5)		(7)
Total		(5)		(11)

Juste valeur des autres instruments financiers

La valeur comptable des espèces et quasi-espèces, des débiteurs, des effets à recevoir, des crédateurs et charges à payer, du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, des effets à court terme à payer et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant.

La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers sont comme suit :

(en millions de dollars)	2003		Retraité 2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers				
Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires	5 228	5 388	4 537	4 560
Débiteurs à long terme et autres actifs	64	64	59	59
Passifs financiers				
Dette à long terme et tranche à long terme des contrats de location-acquisition	3 393	3 516	3 352	3 381
Créditeurs et charges à payer à long terme	276	276	321	326

Risque de crédit

La majorité des produits d'OPG provient de la vente d'électricité sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ. OPG tire également des produits d'autres sources, y compris de la vente des produits de gestion du risque financier à des tiers. OPG gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant les contreparties dont la notation de solvabilité est faible et en limitant son exposition à celles-ci, en évaluant de manière intégrée le risque de crédit de ces contreparties et en effectuant des examens périodiques de leur solvabilité et en obtenant entre autres une garantie de crédit pour toutes les opérations au-delà des limites approuvées.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

11 Impôts sur les bénéfices

Le rapprochement du taux d'imposition réel et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(494)	73
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	36,6 %	38,6 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	(181)	28
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Impôt des grandes sociétés en sus de la surtaxe	37	29
Taux d'imposition futur sur les écarts temporaires	4	4
Éléments de bénéfice non imposables	(3)	(27)
Redressements relatifs aux fluctuations des taux d'imposition futurs	30	–
Provision pour moins-value	93	–
Divers	17	(28)
	178	(22)
Charge d'impôts de l'exercice	(3)	6
Taux d'imposition réel	0,6 %	8,2 %

Les composantes importantes de l'estimation de la charge d'impôts (du recouvrement d'impôts) sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Charge d'impôts de l'exercice	80	29
Charge d'impôts future (économie) :		
Variation des écarts temporaires	(64)	(23)
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	(101)	–
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	(41)	–
Provision pour moins-value	93	–
Redressements relatifs aux fluctuations des taux d'imposition futurs	30	–
Charge d'impôts	(3)	6

Les impôts sur les bénéfices payés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 se sont établis à 28 millions de dollars (56 millions de dollars en 2002).

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs d'impôts futurs et des passifs d'impôts futurs sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Actifs d'impôts futurs :		
Passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	2 664	1 351
Autres passifs	443	381
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	101	–
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	41	–
	3 249	1 732
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	1 422	1 342
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	1 784	481
Autres actifs	255	204
	3 461	2 027
Passifs d'impôts futurs nets	212	295

Au 31 décembre 2003, OPG comptait environ 296 millions de dollars de pertes autres qu'en capital reportées de façon prospective, pour lesquelles elle a comptabilisé un actif d'impôts futurs de 101 millions de dollars à des fins de présentation de l'information financière. Ces pertes ont été subies en 2003 et viendront à échéance en 2010.

OPG a pris certaines positions en matière de déclaration de l'impôt des sociétés et des impôts et taxes sur le capital qui pourraient être refusées et donner lieu à une augmentation de l'obligation fiscale à la fin des cotisations. Par conséquent, il subsiste une certaine incertitude sur le montant de la charge d'impôts, et la direction n'est pas en mesure d'en établir l'incidence sur les états financiers consolidés.

12

Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2003 et 2002, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

13

Engagements et éventualités

Litiges

La Société ou ses filiales font face à différentes réclamations, actions en justice et poursuites administratives, couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs activités. Chacune de ces questions s'accompagne d'incertitudes. Certaines d'entre elles pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société. Ces éventualités sont constatées au moment où elles sont susceptibles de se produire et lorsqu'elles peuvent être estimées de manière raisonnable. La direction estime que la résolution finale de ces questions n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière de la Société.

Réclamation de la Première nation de Slate Falls

La réclamation de la Première nation de Slate Falls porte sur 40 millions de dollars. La Première nation a lancé une action en justice auprès de la Cour de l'Ontario pour une mesure de redressement déclaratoire et des dommages non précisés en raison d'une atteinte aux droits fonciers ancestraux et à la réserve due aux crues et à d'autres actes de violation de la propriété. Le gouvernement du Canada est également défendeur dans cette réclamation. La Première nation est composée d'anciens membres d'un certain nombre de différentes bandes, dont celle d'Osnaburgh. Ontario Hydro avait conclu précédemment une entente de règlement avec la Première nation de Mishkeegogamang, connue auparavant sous le nom de Première nation d'Osnaburgh. Le gouvernement du Canada et OPG évaluent le chevauchement des bénéficiaires entre le litige actuel et le règlement précédent. Les parties sont au stade préliminaire et rassemblent actuellement les preuves qui serviront à l'évaluation de la responsabilité et des dommages potentiels; elles sont par conséquent dans l'impossibilité d'évaluer la réclamation pour l'instant.

Autres réclamations importantes

En 2003, OPG a réglé des actions en justice avec le groupe Canadian Agra et Integrated Energy Development Corporation. Les réclamations initiales s'élevaient respectivement à 146,5 millions de dollars et 60 millions de dollars.

Environnement

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1^{er} avril 1999. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, des charges de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2002) ont été déduites de cette provision.

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé dans le cours normal des activités. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

OPG a réalisé un projet visant l'installation d'une technologie de réduction sélective catalytique dans deux unités des centrales à combustible fossile de Nanticoke et de Lambton, à un coût de 261 millions de dollars. Ces technologies ont été mises en service en 2003 et réduiront d'environ 80 % les taux d'émission d'oxyde d'azote provenant des quatre unités.

Garanties

Dans le cadre des activités normales, OPG et certaines filiales concluent différentes ententes de garantie financière ou de résultat à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Elles sont conclues principalement pour soutenir ou améliorer la solvabilité des filiales individuelles, ce qui facilite l'obtention de crédits suffisants pour la réalisation des objectifs commerciaux prévus des filiales.

OPG a fourni des garanties limitées en relation avec le financement de Brighton Beach. Si la société ne parvient pas à terminer le projet ou à réussir certains tests de rendement d'ici le 30 septembre 2006, OPG pourra être tenue de racheter sa part proportionnelle de la dette en circulation, soit jusqu'à concurrence d'un total de 202 millions de dollars. OPG a également la responsabilité de fournir sa part de capitaux propres relative aux dépassements de coûts, à concurrence d'un montant maximal de 33 millions de dollars, soit 20 millions de dollars de plus qu'en 2002 en raison d'une hausse des coûts du projet. OPG a également fourni des garanties se rapportant à des frais de transport du gaz et à d'autres frais énergétiques si la date d'exploitation commerciale est retardée dans certaines circonstances, ainsi qu'au service de la dette si l'entente de conversion énergétique est résiliée, entre la date d'une telle résiliation et la date de conclusion d'une entente de remplacement, la responsabilité d'OPG prenant fin quoi qu'il en soit le 30 septembre 2006.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux au 31 décembre 2003 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2005	2006	2007	2008	Après	Total
Ententes d'approvisionnement en combustible	692	230	197	108	109	70	1 406
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	454	454	454	454	679	2 103	4 598
Remboursement de la dette à long terme	–	500	800	400	400	1 100	3 200
Obligations d'achat non conditionnelles	69	38	22	15	11	14	169
Créditeurs à long terme	28	28	28	25	–	–	109
Obligations au titre de contrats de location-exploitation	10	10	9	9	9	10	57
Obligations au titre de contrats de location-acquisition	4	4	–	–	–	–	8
Divers	60	7	7	7	7	23	111
Total	1 317	1 271	1 517	1 018	1 215	3 320	9 658

14**Cession de contrôle****a) Centrales nucléaires de Bruce**

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans. Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars. Selon les modalités du contrat de location-exploitation initial, l'effet de 225 millions de dollars devait être remboursé à OPG en deux versements de 112,5 millions de dollars au plus tard quatre ans et six ans suivant la date de clôture de l'opération.

En vertu du contrat de location-exploitation, OPG a accepté de transférer certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. OPG a également accepté de transférer à Bruce Power les actifs et passifs de régimes de retraite d'environ 3 000 de ses employés qui ont été mutés à Bruce Power. Bruce Power a pris en charge le passif au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG verse à Bruce Power, à l'égard d'autres avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui prendra fin en 2008.

Dans le cadre du contrat, OPG a comptabilisé des produits reportés de façon à refléter le paiement initial, déduction faite des actifs nets transférés à Bruce Power. Les produits reportés sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de produits autres qu'énergétiques.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été finalisée en février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a pris en charge la part de la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenues précédemment par British Energy. Les installations de Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet de 225 millions de dollars a été payé à OPG, et les paiements de location ont commencé à être effectués tous les mois. Le produit découlant de l'effet doit être appliqué au plus tard en mars 2008 aux exigences de financement d'OPG relativement aux passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. De plus, de 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location s'élèveront à 190 millions de dollars par année. Les produits de location de 189 millions de dollars (178 millions de dollars en 2002) ont été constatés à titre de produits autres qu'énergétiques. Pour l'essentiel, les autres modalités du contrat de location-exploitation demeurent inchangées.

La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 680 millions de dollars au 31 décembre 2003 (montant retraité de 780 millions de dollars en 2002).

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

b) Autres activités de cession de contrôle

En janvier 2003, OPG a vendu un délaissé pour un produit au comptant de 1 million de dollars. En mai 2002, OPG a vendu quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi à Mississagi Power Trust. OPG a reçu un produit au comptant de 342 millions de dollars et a constaté un gain avant impôts et taxes de 99 millions de dollars.

15

Restructuration

En 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration destiné à améliorer sa compétitivité future. Les charges de restructuration se rapportent à une réduction prévue de l'effectif sur une période de trois ou quatre ans. Au 31 décembre 2003, OPG avait approuvé des indemnités de cessation d'emploi pour environ 1 450 employés. Les charges de restructuration cumulatives du régime depuis 2001 s'élèvent à 289 millions de dollars. Elles comprennent des indemnités de cessation d'emploi de 254 millions de dollars, dont 214 millions de dollars ont été imputés à l'exercice 2002, et des charges de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi de 35 millions de dollars, dont 8 millions de dollars ont été imputés à l'exercice 2002. Les charges de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, constatées dans le cadre de la restructuration, sont incluses dans l'actif reporté des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, dans les bilans consolidés.

La variation du passif de restructuration au titre de la cessation d'emploi pour les exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2002 est comme suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Passif au début de l'exercice	120	40
Charges de restructuration	–	214
Versements	(68)	(134)
Passif à la fin de l'exercice	52	120

16

Contrats d'option à taux intermédiaires

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé Transition – Generation Corporation Designated Rate Options (TRO), OPG est tenue d'accorder, à l'ouverture du marché, un allègement de tarifs transitoire à certaines sociétés d'énergie pour une période allant jusqu'à quatre ans, selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1^{er} juillet 1999 au 30 juin 2000. Les contrats TRO sont considérés comme une couverture des produits tirés des activités de production. Le volume maximal assujéti à l'allègement est estimé à environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, à 3,6 TWh au cours de la deuxième année et à 1,8 TWh pendant la troisième et la quatrième année. La durée maximale du programme est de quatre ans.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats conclus dans le cadre du règlement TRO a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future estimative sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date-là selon les meilleures estimations de la direction concernant la courbe des prix à terme, les commissions du marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. La provision pour les contrats TRO a été constituée en fonction de l'atteinte des objectifs de cession de contrôle dans les trois années suivant l'ouverture du marché. OPG ne s'attend plus à atteindre les objectifs de cession de contrôle nécessaires pour que les contrats échoient après trois ans. Donc, un montant additionnel de 30 millions de dollars relatif à la quatrième année des contrats TRO a été comptabilisé en 2003.

En 2003, un montant de 73 millions de dollars a été déduit de la provision et entre dans le calcul du produit tiré de la production. En 2002, un montant de 66 millions de dollars avait été déduit de la provision et inclus dans le produit de la période comprise entre l'ouverture du marché, en mai 2002, et le 31 décembre 2002.

17**Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché**

OPG doit, en vertu de sa licence de production, respecter des mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché, notamment par un mécanisme de rabais et par une exigence de cession du contrôle de la capacité de production. Dans le cadre du mécanisme de rabais, une majorité importante des ventes d'électricité prévues d'OPG est assujettie à un plafond des produits annuels moyens de 3,8 ¢ le kWh pendant les quatre premières années suivant l'ouverture du marché, le 1^{er} mai 2002. OPG est tenue de verser à la SIGMÉ un rabais annuel équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh sur une période de règlement de 12 mois, multiplié par le montant d'énergie assujetti au mécanisme de rabais. La première période de règlement prend fin le 30 avril 2003.

Conformément à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le rabais est calculé compte tenu du montant des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais des centrales encore contrôlées par OPG seulement. Comme le prix moyen horaire sur le marché au comptant en 2003 a dépassé le plafond des produits de 3,8 ¢ le kWh, OPG a constaté un montant de 1 510 millions de dollars (907 millions de dollars en 2002) à titre de rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Les variations du passif au titre du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché des exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2002 ont été comme suit :

(en millions de dollars)	2003	2002
Passif au début de l'exercice	572	–
Augmentation de la provision pendant la période	1 510	907
Paielements	1 673	335
Passif à la fin de l'exercice	409	572

18**Recherche et développement**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, des frais de recherche et de développement de 21 millions de dollars (montant retraité de 24 millions de dollars en 2002) ont été imputés aux résultats. Des frais de développement de moins de 1 million de dollars ont été capitalisés en 2003 et en 2002.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002**19** Secteurs d'activité**Description des secteurs isolables**

À partir du 1^{er} mai 2002, à la suite de l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario à la libre concurrence, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Une autre catégorie, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs d'activité.

Secteur Production

OPG exerce son activité principale, la production et la vente d'électricité, en Ontario. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, le 1^{er} mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant. OPG tire également des produits de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, installations certifiées de redémarrage à froid et réglage de production automatique). Avant l'ouverture du marché, OPG vendait de l'électricité, directement aux clients du marché de gros en Ontario, ainsi qu'aux clients des marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et des régions du nord-est et du Midwest des États-Unis.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits de différentes opérations financières et opérations physiques sur le marché de l'énergie avec les gros consommateurs et consommateurs moyens de même que les consommateurs intermédiaires comme des sociétés de service public, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et autres négociants et vendeurs au détail. La commercialisation de l'énergie sur les marchés déréglementés comprend la négociation, la vente de produits de gestion financière et la vente de produits et des services énergétiques destinés à répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les produits tirés du secteur Commercialisation de l'énergie à titre de gains ou de pertes. OPG achète et vend de l'électricité par l'entremise du marché de la SIGMÉ et des marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Avant le 1^{er} mai 2002, date d'ouverture du marché, l'activité liée à la commercialisation de l'énergie d'OPG ne constituait pas un secteur isolable sur le plan comptable. Par conséquent, les montants comparatifs de 2002 correspondent à une période de huit mois.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation à long terme conclue avec Bruce Power qui vise ses centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent les produits de location, les intérêts débiteurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques. Les produits autres qu'énergétiques englobent aussi les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003	Commercialisation de Production	de l'énergie	Secteur non énergétique et autres	Total
(en millions de dollars)				
Produits				
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 300	68	320	6 688
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(1 510)	–	–	(1 510)
	4 790	68	320	5 178
Combustible	1 678	–	–	1 678
Marge brute	3 112	68	320	3 500
Exploitation, entretien et administration	2 072	8	55	2 135
Remise en service de Pickering A	258	–	–	258
Amortissement	496	–	107	603
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	430	–	–	430
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(238)	–	–	(238)
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	98	–	16	114
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	–	–	30	30
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	(4)	60	112	168
Dépréciation des actifs à long terme	576	–	–	576
Autres produits	–	–	58	58
Intérêts débiteurs nets	–	–	144	144
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	(580)	60	26	(494)

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (retraité)	Commercialisation de Production l'énergie	Secteur non énergétique et autre	Total	
(en millions de dollars)				
Produits				
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 271	59	323	6 653
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(907)	—	—	(907)
	5 364	59	323	5 746
Combustible	1 604	—	—	1 604
Achats d'électricité	290	—	—	290
Marge brute	3 470	59	323	3 852
Exploitation, entretien et administration	2 052	6	55	2 113
Remise en service de Pickering A	411	—	—	411
Amortissement	459	—	102	561
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	411	—	—	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(243)	—	—	(243)
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	101	—	14	115
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	—	—	210	210
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	279	53	(58)	274
Restructuration	—	—	222	222
Autres produits	—	—	171	171
Intérêts débiteurs nets	—	—	150	150
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	279	53	(259)	73

	Commercialisation de Production	de l'énergie	Secteur non énergétique et autres	Total
Principales données du bilan				
(en millions de dollars)				
31 décembre 2003				
Immobilisations corporelles du secteur, montant net	11 305	–	929	12 234
31 décembre 2002 (retraité)				
Immobilisations corporelles du secteur, montant net	11 855	–	936	12 791
Principales données des flux de trésorerie				
Exercice terminé le 31 décembre 2003				
Dépenses en capital	546	–	97	643
Exercice terminé le 31 décembre 2002				
Dépenses en capital	763	–	106	869

La grande majorité des ventes a été effectuée au Canada. Depuis l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, en mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits d'OPG provenait des ventes sur le marché au comptant. Les ventes à la SIGMÉ ont représenté 93 % du total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (70 % en 2002) et 40 % des débiteurs au 31 décembre 2003 (75 % en 2002).

Étant donné que la province de l'Ontario détient l'ensemble des actions d'OPG, les apparentés comprennent la province de l'Ontario, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIGMÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre apparentés avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les apparentés sont mesurées à la valeur d'échange, soit la contrepartie établie et convenue par les apparentés. Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	2003		Retraité 2002	
	Produits	Charges	Produits	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	36	–	742	–
Services	14	16	3	13
Province de l'Ontario				
Frais sur les revenus bruts / redevance d'utilisation d'énergie hydraulique	–	132	–	138
Garantie du taux de rendement du fonds pour combustible utilisé	–	(10)	–	–
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts / impôt foncier	–	203	–	215
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	–	(155)	–	(165)
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	–	191	–	192
Impôt et taxe sur le capital	–	51	–	48
Impôts sur les bénéfices	–	(3)	–	6
Indemnités et garanties	–	8	–	5
SIGMÉ				
Ventes d'électricité	6 230	–	4 195	–
Rabais associé à la réduction du pouvoir sur le marché	(1 510)	–	(907)	–
Services connexes	77	–	82	–
Divers	1	1	8	2
	4 848	434	4 123	454

Au 31 décembre 2003, les débiteurs comportaient 14 millions de dollars (4 millions de dollars en 2002) à recevoir de Hydro One et 134 millions de dollars (551 millions de dollars en 2002) à recevoir de la SIGMÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2003 incluaient un montant de 5 millions de dollars (néant en 2002) à payer à Hydro One.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 31 DÉCEMBRE 2003 ET 2002

21 Autres postes

Règlement de la CSPAAT

Pour les besoins de la classification de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail (« CSPAAT »), OPG est passée du statut d'employeur autoassuré inscrit au tableau 2 au statut d'employeur assujéti au paiement de prime inscrit au tableau 1. Au cours de 2002, la CSPAAT a pris en charge l'obligation à l'égard des demandes d'indemnités existantes et futures d'OPG contre un paiement au comptant de 54,5 millions de dollars. Ainsi, le règlement de l'obligation entière est intervenu, et la Société a inscrit une réduction non récurrente de 24 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

22 Autres produits

Les autres produits, qui comprennent le gain à la vente provenant des activités de cession de contrôle et d'autres programmes, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2003	2002
Centrales de production de la rivière Mississagi (note 14)	–	99
Gain à la vente de placements à long terme	58	54
Division d'analyse de sécurité nucléaire	–	11
Placement dans New Horizon System Solutions Inc.	–	4
Placement dans Kinectrics Inc.	–	3
	58	171

En 2003, la Société a vendu des placements à long terme détenus dans les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires et a transféré le produit reçu au fonds pour combustible épuisé et au fonds de démantèlement en juillet 2003, conformément à l'ONFA.

23 Variations des soldes hors caisse fonds de roulement

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Débiteurs	105	274
Effets à recevoir	225	(225)
Impôts sur les bénéfices recouvrables	64	(3)
Stocks de combustible	(10)	23
Matières et fournitures	–	(45)
Rabais à payer relativement à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(163)	572
Créditeurs et charges à payer	(72)	(456)
	149	140

Ontario Power Generation

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ABBOTT	AL	Shift Unit Supervisor	\$123,588.06	\$542.34
ABBOTT	DAVID W.	Senior Manager, Communications	\$126,481.70	\$274.56
ABBOTT	JIM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$100,537.51	\$551.75
ABBOTT	ROBERT	Senior Advisor - Business Development	\$103,981.27	\$533.28
ABDELKERIM	ELIAS	Section Manager, Licensing	\$134,314.80	\$627.36
ABRAHAM	BILLY	Shift Control Technician	\$118,868.38	\$454.50
ABRAHAM	DAVE	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$120,080.63	\$529.50
ABRAHAM	IVERSON	Unit Operator	\$103,047.84	\$444.00
ABRAMSON	JEFFREY	Director	\$151,600.00	\$712.80
ABREU	LUIS	Section Manager, Training Section	\$107,869.77	\$621.36
ABUCAY	ROLI	Project Mgr., Pressure Boundary Prog.	\$103,494.15	\$594.00
ACHESON	TERRY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$103,696.16	\$394.02
ACHILLES	RICHARD	Regional Maintainer - Mechanical UTS	\$118,551.00	\$1,192.34
ACKERMAN	DENIS	Real-Time Trader (Shift)	\$149,268.62	\$681.36
ACKERMAN	ROB	Shift Control Technician	\$114,349.45	\$399.96
ADAMS	D. S.	Supervising Nuclear Operator	\$134,610.55	\$541.50
ADAMS	DALE	FLM - Large Facilities	\$110,601.69	\$720.72
ADAMS	EVERTON DONOVAN	Electrician Construction	\$143,822.69	\$0.00
ADAMS	KEN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$101,099.10	\$480.48
ADAMS	RICK	First Line Manager, Operating	\$114,109.25	\$829.44
ADAMS	ROB J.	Director, Operations Support	\$199,332.21	\$1,092.96
ADAMSON	ROBERT	Shift Control Technician	\$107,249.07	\$466.50
ADDISON	JACK	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$124,543.87	\$808.61
ADEGHE	LOUIS	Sr. Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$101,918.25	\$7,331.50
AGATON	CARL	Senior Draftsperson - Civil	\$133,333.52	\$950.56
AGGARWAL	MANOHAR LAL	Section Mgr., Piping Stress Analysis	\$125,911.05	\$831.60
AGNEW	IAN	ANOIT - Nuclear Operator	\$103,809.12	\$511.50
AGOMBAR	JIM	Unit Operator	\$104,084.35	\$418.02
AGOSTA	C.	FLM, Field Engineering	\$110,872.19	\$507.12
AHLAN	JAMES	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$107,283.99	\$542.34
AHLUWALIA	AMRIT	Sr. Technical Eng./ Officer	\$127,086.37	\$480.48
AHMED	IMTIAZ	FLM, Control/ Mechanical	\$106,637.38	\$558.00
AHMED	TANVIR	Technical Engineer/ Officer	\$126,250.40	\$1,934.21
AHUJA	SUNIL	Shift Outage Manager	\$151,453.27	\$624.00
AIMONE	PETER	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$104,663.04	\$546.00
AITCHISON	GEOFFREY	Shift Site Supervisor	\$112,153.48	\$559.34
AITCHISON	ROBERT	Sr. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$106,729.78	\$516.00
AITKEN	JOE	Project Manager, Electricity Production	\$158,003.49	\$303.60
AITKEN	R. B.	FLM, Control/ Mechanical	\$159,026.85	\$606.00
AKEY	ANDRE	FLM, Control/ Mechanical	\$128,758.63	\$570.00
AKEY	DALE	Level 1A Operator	\$127,334.50	\$542.34
AKEY	GARY	Manager, Modifications	\$127,712.80	\$847.44
AL	STEVE	Section Manager, Maintenance	\$124,506.47	\$831.60
ALAVI	BEHZAD	Section Manager, Power Equipment	\$135,199.84	\$533.28
ALBON	RANDY	Inspection & Maintenance Technician II	\$122,827.52	\$446.34
ALBRIGHT	WAYNE	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$129,619.92	\$537.36
ALESSIO	JIM	Mechanical Maintainer Journeyman	\$109,161.20	\$444.00
ALEXANDER	CLIVE	Section Manager, Structural Analysis	\$148,534.69	\$533.28
ALEXANDER	I. W.	Work Week Leader	\$120,411.27	\$594.00
ALEXANDER	KAREN	Director, Human Resources	\$131,764.69	\$575.52
ALFRED	PATRICK	Sr. Technical Eng./ Officer	\$110,301.89	\$486.00
ALHAGE	ELIE	Sr. Technical Eng./ Officer	\$109,134.34	\$516.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ALI	MOHAMED	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,437.02	\$432.00
ALI	SHAZAM	Shift Control Technician	\$159,837.96	\$454.50
ALIDINA	MUSTAFA	Director, Transition Services	\$158,729.87	\$858.00
ALLAN	MICHAEL	SM, Radioactive Material Shipments	\$109,058.77	\$736.56
ALLAN	THOMAS	Electrician Foreman Const.	\$144,169.38	\$0.00
ALLEN	JOHN DOUGLAS	Assistant, Maintenance	\$144,539.56	\$517.44
ALLEN	KENNETH	FLM, Control/ Mechanical	\$114,336.79	\$529.50
ALLEN	NEILL	Director, Engineering	\$155,786.44	\$1,037.52
ALLEN	STEVE	Senior Shift Control Technician	\$121,525.88	\$508.68
ALLEN	WAYNE	Senior Technical Specialist	\$123,174.16	\$585.36
ALLINGHAM	JOHN	Senior Design Engineer	\$105,062.26	\$485.76
ALLORE	JIM	Plumber/ Pipefitter Foreman - Const.	\$105,710.13	\$0.00
ALOUSIS	JIM	Sr. Technical Eng./ Officer	\$103,402.37	\$543.36
AL-SAMADI	RIAD	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$103,211.05	\$537.36
ALTMAN	MICHAEL H.	Manager, Pay Services	\$148,004.20	\$926.64
ALTRAKS	INGRID	Portfolio Manager, Fixed Income	\$194,598.25	\$119.68
ALVAREZ	J. L.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$110,867.68	\$444.00
ALVES	BRIAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,978.55	\$432.00
AMANTEA	FRANK	SM, I & C Systems	\$129,903.27	\$839.52
AMBROSINI	RANDY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$131,381.64	\$1,289.31
AMES	AARON	Manager, External Reporting	\$111,796.00	\$540.00
AMIRAULT	JOHN	Engineering Technologist	\$108,963.93	\$4,338.34
AMIRAULT	RAYMOND	Electrician Foreman Const.	\$106,567.00	\$0.00
ANAM	P.	Sr. Technical Eng./ Officer	\$120,230.87	\$477.84
ANCKER	PEGGY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$117,612.74	\$492.00
ANDERSON	BRENT	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$117,963.61	\$542.34
ANDERSON	COLIN	Senior Advisor, Regulatory Affairs	\$122,491.60	\$271.92
ANDERSON	DAVE	System Window Coordinator	\$126,318.95	\$552.00
ANDERSON	DAVID	Control Maintenance Assessor	\$118,907.17	\$485.52
ANDERSON	HOLLY	Program Mgr., Tech. & Research Prgm	\$107,559.05	\$627.36
ANDERSON	IAN CAMPBELL	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$101,877.24	\$432.00
ANDERSON	PATRICIA	Sr. Advisor, Business Communications	\$102,806.27	\$689.04
ANDERSON	ROBERT	Commodity Specialist	\$100,267.47	\$579.36
ANDERSON	ROBERT	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$101,731.40	\$537.36
ANDERSON	RONALD	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$108,583.76	\$1,566.05
ANDERSON	TIMOTHY	Inspection & Maintenance Technician II	\$113,255.23	\$472.74
ANDERSON	WARNER	Project Manager, Field Campaigns	\$147,325.23	\$513.86
ANDREW	D. J.	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$107,766.13	\$522.00
ANDREWS	COLIN	Production Supervisor, Operations	\$113,000.84	\$813.30
ANDREWS	JOHN	System Window Coordinator	\$165,463.52	\$654.00
ANDREWS	KELLY	FLM, Control/ Mechanical	\$148,479.53	\$554.60
ANDREWS	RANDOLPH	System Window Coordinator	\$105,760.75	\$508.58
ANDREWS	ROBERT	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$122,292.90	\$474.36
ANDRUSKIW	JAMES	Buyer I	\$110,665.65	\$0.00
ANGER	ROY	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,720.10	\$444.00
ANGUS	RANDY	FLM - Fuel, Ash & Site Services	\$118,014.35	\$475.20
ANISKO	R.	Civil Maintainer II Journeyperson	\$103,693.75	\$381.00
ANNESLEY	S. C.	Authorized Nuclear Operator	\$136,534.83	\$654.47
ANSTIE	ROBERT	Purchasing & Sale Contract Rev. Spclst	\$120,399.54	\$588.00
ANTHONY	DAN	Coal Plant MEO Journeyperson	\$104,802.58	\$381.84
ANTINUCCI	ENZO	Inspection & Maintenance Technician II	\$114,401.56	\$392.36
ANTOLOVICH	SANTINO	Advisor	\$102,273.59	\$1,918.86
ANTONACCI	BABE	Assoc. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$137,735.29	\$359.04
ANTONISHEN	ROBERT	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$102,337.52	\$7,623.68
ANTONISHKA	DENNIS	Shift Unit Supervisor	\$100,152.19	\$542.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ANTONOPOULOS	D.	Senior Shift Control Technician	\$132,854.65	\$529.50
APPLETON	GEORGE	FLM, Control/ Mechanical	\$154,608.91	\$582.00
ARANY	PETER	FLM - Fuel, Ash & Site Services	\$112,584.60	\$579.36
ARBIQUE	MICHAEL	Level 1A Operator	\$108,538.93	\$542.34
ARCHER	CORINNE	Mgr., Work Control & Managed Systems	\$119,145.19	\$823.68
ARCHER	KEITH	Shift Control Technician	\$106,169.29	\$454.50
ARCHER	ROBERT	Shift Unit Supervisor	\$139,239.23	\$542.34
ARCISZEWSKI	MARK	Supervising Nuclear Operator	\$113,526.96	\$527.52
ARCIUCH	JOHN	Day Ahead Coordinator - Water Resources	\$120,241.18	\$549.12
ARDIEL	BEN	FLM, Control/ Mechanical	\$111,878.97	\$582.00
ARGUNER	S.	Senior Design Engineer	\$100,075.46	\$464.64
ARIFULLAH	MOHAMMAD	Lead Auditor, General	\$106,228.87	\$606.00
ARMISHAW	RICK	Control Room Shift Supervisor	\$203,174.38	\$792.00
ARMOUR	DONALD	Mgr., Real Estate & Private Equity	\$253,767.87	\$1,370.16
ARMSTRONG	EARL	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$103,021.89	\$391.50
ARMSTRONG	ORMONDE	Sr. Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$102,925.27	\$7,559.20
ARNOLD	DWIGHT	Shift Control Technician	\$144,202.74	\$466.50
ARNONE	JAMES	Logistics Specialist	\$102,016.87	\$573.36
ARNONE	MARK	Director, Projects & Modifications	\$201,569.65	\$1,232.10
ARNOTT	JOHN	Project Manager, Electricity Production	\$140,839.30	\$879.12
ARNOTT	K. J.	Shift Manager	\$187,055.38	\$918.72
ARNOTT	ROBERT	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$113,231.85	\$901.30
ARNSBY	WALTER	Section Manager, Scheduling	\$118,621.97	\$839.52
ARPIN	JACQUES	Authorization Training Supervisor	\$180,709.39	\$674.55
ARPIN	RHEAL	Authorized Nuclear Operator	\$159,434.18	\$663.41
ARRAND	BRADLEY	FLM, Inspection & Maintenance	\$136,857.15	\$501.36
ARSENAULT	IVAN	Authorization Training Supervisor	\$192,904.58	\$733.81
ARTHURS	PAUL	Authorized Nuclear Operator	\$168,689.36	\$650.58
ASHWORTH	A. C.	Authorized Nuclear Operator	\$174,667.95	\$573.21
ASKEW	BARRIE	FLM - Large Facilities	\$123,126.14	\$1,823.80
ASSAL	SELIM	Senior Design Engineer	\$117,418.37	\$564.00
ASSELIN	BRIAN	Boilermaker Foreman Const.	\$105,602.75	\$0.00
ASSELSTINE	PAUL	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$106,313.03	\$507.36
ATHER	NAVEED	Senior Ontario Markets Analyst	\$107,015.17	\$600.00
ATKIN	TIM	FLM, Inspection & Maintenance	\$136,920.90	\$448.52
ATKINSON	BRODY	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$112,688.10	\$344.52
ATKINSON	D.	Electrician Foreman Const.	\$121,164.41	\$0.00
ATKINSON	LEE	Coal Plant MEO Journeyperson	\$109,581.09	\$381.84
ATKINSON	MARTY	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$135,408.46	\$500.34
ATTIA	EL-TANTAWY ABDEL AZIM	Tech Advisor, Nuclear Analysis	\$111,306.41	\$606.00
AU	WAH FIELD	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$101,344.30	\$543.36
AUNGER	G. C.	Mgr., Maintenance Production	\$131,429.75	\$570.24
AUSTIN	DAVE	Manager, Env. (Darlington/ Pickering)	\$131,311.29	\$855.36
AUSTIN	JAMES	SM, Reactor Safety Support	\$121,402.97	\$559.68
AUSTMAN	DAN	Technical Advisor, Engineering	\$169,572.05	\$627.36
AUSTON	DOUG	Project Technician II - Mechanical	\$115,676.34	\$0.00
AXE	DAVID	Control Maintenance Assessor	\$108,147.60	\$497.52
AYDIN	ETEM	Senior Advisor - Business Development	\$110,678.07	\$572.88
AYOUB	MIKE	FLM, Cost & Scheduling	\$160,251.32	\$609.36
BABB	DON	Shift Control Technician	\$107,044.47	\$454.50
BABCOCK	BRIAN DAVID	Section Manager	\$117,762.47	\$784.08
BABCOCK	RANDY	Shift Unit Supervisor	\$122,318.44	\$542.34
BABIARZ	KAZ	Sr. Technical Eng./ Officer	\$119,685.17	\$516.00
BACHALO	KEN	FLM - Performance & Testing	\$108,106.96	\$561.36
BAGALE	MICHAEL	Vice President - Restart	\$631,703.26	\$1,400.92

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BAGATTO	LUIGI	Senior Shift Control Technician	\$151,289.62	\$542.34
BAGSHAW	STEVE	ANOIT - Nuclear Operator	\$137,162.42	\$581.52
BAHADURSINGH	BALBIR	Trades Supervisor - Maintenance	\$138,014.71	\$510.84
BAILEY	AL	Coal Plant MEO Journeyman	\$107,457.20	\$381.84
BAILEY	BEV	FLMa, Nuclear Waste	\$114,769.08	\$513.84
BAILEY	BRIAN	Shift Site Supervisor	\$110,806.52	\$559.34
BAILEY	JOHN	Site Manager, Large Facilities	\$120,291.22	\$744.48
BAINS	MOHINDER	FLM, Inspection & Maintenance	\$150,316.03	\$531.36
BAIRD	KEVIN	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$128,914.39	\$474.36
BAJURNY	FRANK	Section Mgr., Environment Compliance	\$120,234.99	\$792.00
BAKER	ALAN	Authorized Nuclear Operator	\$132,962.68	\$662.66
BAKER	EDMUND	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$112,756.20	\$0.00
BAKER	GARY	Advisor	\$109,136.54	\$1,206.36
BAKER	RANDY	Shift Control Technician	\$128,093.87	\$466.50
BALACHOREK	RAYMOND	Section Manager, Projects	\$112,213.16	\$784.08
BALAZ	JOE	Nuclear Operator	\$110,604.24	\$429.00
BALL	KENNETH	Mgr., Business Planning & Asset Mgmt	\$153,922.97	\$12,171.21
BALLAGH	SHAYN	Shift Supervisor In Training	\$107,868.08	\$438.24
BALLANTYNE	R. A.	Supervising Nuclear Operator	\$126,271.09	\$541.50
BALLANTYNE	TIM	Shift Control Technician	\$103,058.11	\$399.96
BALLARD	JACK	Section Manager, Facility Services	\$128,136.11	\$847.44
BALLIRAM	PREMRAJ	Shift Maintainer II - Mechanical (Fossil)	\$100,345.93	\$419.52
BALUT	JAN	Field Shift Operating Supervisor	\$102,739.82	\$480.48
BAMBRICK	RON	Authorization Training Supervisor	\$162,456.14	\$788.57
BAMFORD	KEITH	Day at Hand Market Operator	\$128,411.23	\$1,100.21
BANFIELD	DOUG	Coal Plant MEO Journeyman	\$101,973.75	\$381.84
BANNERMAN	DALE	Work Week Leader	\$114,332.85	\$534.00
BANNON	G. E.	FLM, Control/ Mechanical	\$127,882.07	\$564.00
BANVILLE	RAY	System Window Coordinator	\$135,356.97	\$582.00
BANYASZ	ALEX	Production Superv., Service MTCE	\$117,558.37	\$635.04
BARANOWSKI	TIM	Supervising Nuclear Operator	\$101,568.71	\$489.50
BARATH	CARL	Site Project Technician - Mechanical	\$119,041.07	\$468.00
BARBER	CHRIS	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$149,866.01	\$584.52
BARBER	STAN	Mechanical Maintainer Journeyman	\$106,035.36	\$444.00
BARBOUR	JOHN	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$105,218.93	\$594.00
BARKER	DIANE	SM, Environmental Assessment	\$106,057.02	\$621.36
BARKER	GORDON	Unit Operator	\$115,043.40	\$444.00
BARKER	JEFFREY	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$111,533.86	\$470.34
BARKER	NEIL	Shift Serviceworker (Thermal)	\$105,757.16	\$614.73
BARMSTONE	COLIN	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$118,631.28	\$549.84
BARNES	STEPHEN	Supervising Nuclear Operator	\$124,979.34	\$450.00
BARNEY	G. V.	Project Technician I - Civil	\$105,211.17	\$484.02
BARNHARDT	DAVE	Thermal NDE Technician II	\$100,404.98	\$499.90
BARNOSKI	ROB	Shift Production Technician - Chemical	\$113,614.40	\$465.00
BARRETT	ANDREW P.	VP, Regulatory Affairs	\$193,233.23	\$1,211.76
BARRETT	RICHARD	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$134,107.90	\$1,320.39
BARRIE	JOHN	FLM, Control/ Mechanical	\$156,072.43	\$576.00
BARRIERE	GILLES	Protection & Control Technologist	\$109,341.27	\$1,190.11
BARRY	CHRIS	FLM, Inspection & Maintenance	\$105,253.08	\$566.78
BARRY	FRANK	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$106,184.79	\$0.00
BARTH	ERIC	Boilermaker Foreman Const.	\$104,236.51	\$0.00
BARTON	DAVE	Authorized Nuclear Operator	\$182,698.18	\$571.78
BARTON	GLEN	Nuclear Operator	\$100,861.64	\$429.00
BARTRAM	PHILIP	Supervising Nuclear Operator	\$101,844.03	\$527.52
BAST	DOUGLAS	Mechanical Maintainer Journeyman	\$122,588.15	\$462.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BASU	SAMIR	Project Manager	\$147,350.08	\$304.92
BASU ROY	J. G.	Sr. Mgr., Asset Planning & Integration	\$127,709.56	\$847.44
BATEMAN	GREG	Authorized Nuclear Operator	\$154,200.04	\$655.72
BATTERSBY	W. J.	Supervising Nuclear Operator	\$115,641.41	\$541.50
BATTY	FRANK	FLM, Control/ Mechanical	\$125,078.22	\$562.34
BAUER	DAVID	Project Tech. II - Civil	\$124,054.34	\$416.34
BAUER	RALPH	Shift Manager	\$194,131.56	\$997.92
BAUM	DIANA	Industrial Hygienist	\$100,931.79	\$459.36
BAUMANN	RAY	Shift Control Technician	\$112,033.93	\$454.50
BAWA	SHABIR	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$147,657.36	\$521.50
BAZINET	REJEAN	Shift Control Technician	\$113,940.34	\$454.50
BEACCO	ALFIO	Inspection & Maintenance Technician II	\$103,977.23	\$413.52
BEACH	RICHARD	ANOIT - Major Panel Operator	\$116,489.56	\$621.98
BEAM	LARRY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$134,934.27	\$552.00
BEAN	JAMES D.	Shift Control Technician	\$109,992.22	\$423.90
BEARDS	DAVID GEORGE	Senior Design Engineer	\$133,453.97	\$552.00
BEARDSWORTH	ERIC	Millwright Foreman - Construction	\$120,679.21	\$0.00
BEATTIE	TOM	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$113,708.03	\$444.00
BEAUPRE	RON	Senior Shift Control Technician	\$130,640.56	\$496.84
BEAVERS	R. G.	Communications Specialist - Site	\$102,406.21	\$456.72
BEBEE	ROY	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$110,470.90	\$318.12
BECHAMP	ROB	Plumber/ Pipefitter Foreman - Const.	\$112,184.79	\$0.00
BECHARBHAI	HAMANT	Senior Financial Specialist	\$105,041.07	\$618.00
BECK	EDWARD	Maintenance Specialist	\$101,086.87	\$588.00
BECKFORD	GORD	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$106,711.41	\$432.00
BEDI	HARJIT	Control/ Financial Systems Manager	\$144,556.81	\$934.56
BEECH	JIM A.	Controller, Commercial Operations	\$203,008.46	\$807.84
BEENEN	ROLLY	FLM, Control/ Mechanical	\$141,434.45	\$529.50
BEER	KARL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,037.73	\$432.00
BEETHAM	MATTHEW	Project Technician I - Mech.	\$123,530.23	\$425.70
BEHARRILALL	MICHAEL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$124,794.25	\$513.36
BEISCHLAG	PAUL	Project Manager, Electricity Production	\$137,599.96	\$586.08
BEK	WALTER	Sr. Technical Eng./ Officer	\$137,497.59	\$495.36
BELANGER	ANDRE	Protection & Control Technologist	\$111,679.17	\$456.06
BELFALL	KENNETH	Maintenance Specialist - Strategy	\$104,985.90	\$600.24
BELFRY	STEVE	Nuclear Operator	\$101,911.93	\$441.00
BELISLE	MARK	Project Engineer	\$108,024.76	\$537.36
BELL	BRIAN	Wholesale Mkt Rules, Comp & Surv Spec.	\$120,912.64	\$645.36
BELL	DAVID	Section Manager, Financial Accounting	\$109,939.74	\$516.56
BELL	JAMES	Field Shift Operating Supervisor	\$112,757.82	\$545.80
BELL	KARALEE	Level 1A Operator	\$103,779.14	\$542.34
BELL	R. S.	Section Manager, Component Engineering	\$115,122.04	\$1,315.41
BELL	SCOTT	ANOIT - Nuclear Operator	\$109,361.56	\$607.50
BELL	TOM	SM, Fire Protection	\$108,208.91	\$760.32
BELLEROSE	STEVEN	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$124,631.35	\$470.34
BELLINGHAM	W. M.	System Window Coordinator	\$121,633.71	\$600.00
BENDALL	JERRY	Nuclear Operator	\$114,934.91	\$429.00
BENJAMIN	MICHAEL	Section Manager	\$108,337.16	\$768.24
BENN	CARL	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$115,283.15	\$444.00
BENNETT	ELFIE	Sec. Mgr., Single Pt of Contact (SPOC)	\$103,817.29	\$534.00
BENNETT	RICHARD	ANOIT - Nuclear Operator	\$106,724.99	\$607.50
BENNETT	TONY	Dir., Dam Safety & Emerg. Preparedness	\$148,100.00	\$580.80
BENOIT	YVAN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$121,473.33	\$686.34
BENOVICH	IRVIN	Senior Technical Expert	\$101,414.07	\$594.00
BERG	RON	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$100,640.05	\$800.88

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BERGER	SHAWN	System Window Coordinator	\$135,826.52	\$558.00
BERGER	STANLEY D.	Assistant General Counsel	\$186,111.16	\$792.00
BERGS	E. G.	Control Maintenance Assessor	\$101,990.92	\$485.52
BERNARD	SERGE	FLM - Large Facilities	\$114,859.10	\$752.40
BERNDT	BRIAN	Training Superintendent	\$130,316.22	\$586.08
BERRY	KEVIN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,581.37	\$404.96
BERRY	SCOTT	Communications Specialist - Site	\$109,838.84	\$546.00
BERRYMAN	A. R.	FLM, Civil Maintenance	\$105,286.73	\$461.52
BERTRAND	W. C.	Supervising Nuclear Operator	\$108,547.36	\$541.50
BESTARD	KEN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$109,419.47	\$444.00
BESTER	RAY	Contracts Coordinator	\$120,991.33	\$630.00
BETTS	RONALD	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$102,368.12	\$0.00
BEVAN	DAVE	Supervising Nuclear Operator	\$144,415.39	\$527.52
BEVINS	BERNIE	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$103,385.07	\$594.00
BEZAIRE	LOUIS	Field Shift Operating Supervisor	\$100,875.67	\$564.00
BHAGWANDIN	DANNY	Shift Operating Supervisor	\$185,423.44	\$714.92
BHALOO	ALNOOR	SM, I & C Systems	\$169,076.97	\$506.88
BHARDWAJ	ALOK	ANOIT - Nuclear Operator	\$121,426.58	\$618.86
BHARDWAJ	YASH PAUL	Project Manager	\$104,606.00	\$525.36
BIALY	THADDEUS	Day at Hand Market Operator	\$130,334.22	\$621.36
BIBLE	TERRENCE	Business Suprv - Supply Svcs (Lambton)	\$109,595.30	\$388.24
BIENER	TERRY	FLM, Civil Maintenance	\$125,847.67	\$483.36
BIES	ANDY	FLM, Control/ Mechanical	\$152,723.50	\$618.00
BIETOLA	JOHN	Sr. Technical Eng./ Officer	\$106,826.37	\$543.36
BIGGLESTONE	BRIAN	Pipewelder - Const.	\$102,584.28	\$0.00
BIGLEY	PAUL	Operations Specialist I	\$105,948.00	\$410.52
BILLINGTON	MARK	Section Manager, Fuel Storage	\$107,846.56	\$728.64
BINGHAM	WAYNE M.	Chief Financial Officer	\$257,451.89	\$995.24
BIRD	DAVID	Nuclear Security Supervisor	\$102,962.55	\$444.00
BISSON	DAN	Shift Control Technician	\$108,981.15	\$454.50
BITONTE	VINCE	Sr. Advisor, Operating Experience (OPEX)	\$101,043.57	\$513.36
BITTNER	FRANK	Sr. Technical Eng./ Officer	\$159,860.82	\$531.36
BITTOLO	DENNIS	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$100,276.64	\$924.38
BLACK	MARC	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$110,281.73	\$542.34
BLACK	NORMAN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$112,063.23	\$905.03
BLACK	ROBERT	Manager, Design Projects	\$138,942.71	\$902.88
BLACK	RUSSELL	Senior Human Resources Officer	\$115,880.32	\$736.56
BLACKBURN	ROBERT	Manager	\$140,865.76	\$601.92
BLACKNEY	JIM	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$121,829.67	\$453.18
BLADES	DEREK	FLM, Control/ Mechanical	\$145,590.13	\$576.00
BLAIER	JIM	Shift Control Technician	\$101,955.01	\$429.84
BLAIR	PAULINE	Authorized Nuclear Operator	\$184,526.67	\$652.36
BLAIR	R. J.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$119,237.71	\$444.00
BLAJ	SORIN	Project Tech. II - Civil	\$116,899.49	\$366.30
BLANK	CARL	Shift Unit Supervisor	\$140,996.50	\$542.34
BLAZANIN	JOHN	Manager	\$132,528.41	\$863.28
BLICK	GREG	Authorized Nuclear Operator	\$178,030.65	\$708.10
BLIGHT	JIM	Senior Technical Specialist	\$115,496.91	\$579.36
BLIMKE	RANDY	Unauthorized First Operator	\$107,880.57	\$542.34
BLODGETT	GRANT	Level 1A Operator	\$118,032.22	\$542.34
BLODGETT	MEL	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$105,771.96	\$521.50
BLUM	KARL	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$108,036.01	\$885.55
BLUNDELL	STAN	Shift Serviceworker (Thermal)	\$113,545.91	\$385.02
BODNAR	DONALD	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$116,504.73	\$547.02
BOEHNERT	TIMOTHY	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$101,618.57	\$391.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BOGDEN	CRAIG	Supervising Nuclear Operator	\$126,838.55	\$458.50
BOLAND	BRUCE	Senior VP, Customer Solutions	\$401,088.82	\$2,290.56
BOLDT	LARRY	ANOIT - Supervising Nuclear Op	\$116,908.14	\$603.50
BOLEGOH	GORDON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$147,116.75	\$522.00
BOLEN	GARRY	Technical Supervisor	\$149,727.22	\$540.00
BOLGER	CYNDY	FLM, Control/ Mechanical	\$119,933.18	\$522.00
BOLTON	RICK	Section Manager, Training	\$107,841.20	\$712.80
BOMBEN	STEFANO	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$121,582.70	\$528.00
BOND	BRIAN	FLM, Construction	\$146,580.01	\$612.00
BOND	TOM	Mgr., Hydroelectric Production Integ.	\$147,995.94	\$863.28
BONDY	VICTORIA	Manager, Systems Integration	\$135,732.03	\$879.12
BONNICI	J. M.	Control Maintenance Assessor	\$112,882.26	\$497.52
BONNIER	LYLE	ANOIT - Supervising Nuclear Op	\$123,195.13	\$603.50
BONSALL	KEVIN	Shift Advisor, Technical Support	\$115,962.77	\$679.72
BONTER	R. V.	FLM, Cost & Scheduling	\$121,789.91	\$477.36
BOODRAM	RUPERT	Senior Shift Control Technician	\$130,136.81	\$529.50
BOOSE	DALE	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$112,196.08	\$543.36
BOOTH	DOUG	Unit Operator	\$109,280.16	\$444.00
BOOTH	JEFF	Manager, Regulatory Procurement	\$132,533.59	\$831.60
BOPARAI	TEJVIR	ANOIT - Nuclear Operator	\$115,174.82	\$622.86
BORDA	STEVE	FLM, Field Engineering	\$102,261.63	\$437.12
BORG	LAURA	Station Human Resources Manager	\$126,287.99	\$768.24
BORSCH	MIKE	Site IT Director	\$136,974.03	\$287.76
BOS	BRIAN	Inspection & Maintenance Technician I	\$101,738.20	\$368.48
BOSS	RON	Control Room Shift Operating Supervisor	\$233,314.72	\$771.36
BOSSELLE	KIM	Mgr., HR Process Re-engineering	\$124,921.00	\$831.60
BOSTON	ALBERT	Section Manager, Projects	\$122,383.75	\$379.98
BOUCKLEY	BARRY	SM, Reactor Physics	\$117,893.04	\$594.00
BOULOS	ISKANDER	Sr. Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$105,783.25	\$8,363.48
BOUMAN	ROY	Shift Site Supervisor	\$150,343.51	\$556.86
BOURASSA	PETER	Trades Supervisor - Maintenance	\$125,009.48	\$444.00
BOURNE	ALLEN	Supervising Nuclear Operator	\$107,061.75	\$463.98
BOURNE	KEVIN	Shift Control Technician	\$107,783.07	\$459.00
BOUTILIER	MIKE	First Line Manager, Operating	\$108,376.77	\$760.32
BOVAY	ROD	Security Operations Manager	\$102,245.46	\$681.12
BOWEN	BOB	Level I Operator	\$106,606.73	\$529.50
BOYCE	CLARK K.	Electrician Subforeman - Construction	\$135,270.59	\$0.00
BOYCE	DAVID	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$130,981.34	\$455.34
BOYCE	SCOTT	Electrician Construction	\$136,888.45	\$0.00
BOYD	GEORGE D.	Manager, Fuel Handling	\$174,745.09	\$1,427.52
BOYDELL	DAN	Coordinator Work Protection	\$139,142.94	\$2,215.60
BOYKOFF	GEORGE	Supervising Nuclear Operator	\$113,997.45	\$527.52
BOYLE	GAVIN	Plumber/ Pipefitter Foreman - Const.	\$111,930.67	\$0.00
BRACE	RAYMOND	Operating Engineer Foreman - Const.	\$103,206.47	\$0.00
BRACHT	ROBERT	Work Week Leader	\$102,363.00	\$534.00
BRADACS	FRANK	Production Manager, Common Facilities	\$139,848.12	\$807.84
BRADETTE	J.	Vice President, Sales	\$245,662.30	\$387.20
BRADLEY	GLEN	Specialist, Quality Engineering	\$128,514.52	\$405.00
BRANDER	WAYNE	Senior Shift Control Technician	\$114,814.47	\$466.50
BRANDT	DAVID	FLM - Large Facilities	\$110,462.89	\$720.72
BRANDT	RICHARD	Executive Advisor	\$165,525.72	\$0.00
BRANGET	GISELLE	VP, Treasurer	\$397,655.24	\$665.28
BRANT	JAMES	Sr. Technical Eng./ Officer	\$104,903.89	\$0.00
BRANTON	WILLIAM	Supervising Nuclear Operator	\$131,589.41	\$541.50
BRASH	BEN	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$123,793.35	\$500.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BRATHWAITE	JOHN	System Window Coordinator	\$144,120.32	\$540.00
BRAVO	JORGE	Shift Control Technician	\$102,255.21	\$466.50
BRAY	DARYL	Coal Plant MEO Journeyman	\$107,898.65	\$381.84
BRAY	DONALD ANDREW	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$136,176.75	\$390.72
BRAZEAU	DENIS	Shift Control Technician	\$132,996.49	\$454.50
BRAZIER	DONALD K.	Controller, Pickering	\$147,731.13	\$974.16
BREDEWOLD	D.	Work Coordinator	\$105,151.58	\$600.00
BREEN	BLAIR	Mechanical Maintainer Journeyman	\$110,961.76	\$432.00
BREHM	DONALD	Section Manager, Licensing	\$110,192.15	\$528.00
BRENNAN	BRUCE	Nuclear Operator	\$110,204.41	\$429.00
BRENNAN	JASON	Authorized Nuclear Operator	\$176,039.26	\$652.86
BRETT	MICHAEL	Manager, Chemistry	\$131,011.80	\$285.12
BREWER	JAMES	Term Trader	\$122,349.23	\$572.88
BREWER	JOHN T.	Mgr., Operator & Auth. Training Programs	\$147,700.49	\$910.80
BRICK	D. J.	Section Manager, Outage	\$177,065.42	\$2,323.93
BRIDLE	CHRIS	Training Officer	\$103,175.33	\$528.00
BRIGNALL	NORMAN	Real Estate Consultant	\$102,381.07	\$1,398.75
BRINE	JAMES S.	Electrician Foreman Const.	\$151,718.38	\$0.00
BRINKMAN	BRADEN	FLM - Maintenance	\$110,899.04	\$579.36
BRISIMITZIS	J.	FLM, Control/ Mechanical	\$133,041.80	\$588.00
BRIXHE BERCIK	STEVE	Mechanical Maintainer Journeyman	\$114,202.96	\$432.00
BROCK	BRIAN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$117,183.28	\$1,091.24
BROMBACH	MICHAEL	Level 1A Operator	\$110,964.07	\$542.34
BRONATZKY	MARK	Mechanical Maintainer Journeyman	\$105,262.86	\$432.00
BROOKER	BARCKLEY	Training Technician - Health Physics	\$102,939.89	\$515.46
BROOKER	PEGGY	Section Manager, HR Admin. Support	\$101,902.12	\$641.52
BROOKER	ROBIN	Shift Unit Supervisor	\$144,180.21	\$542.34
BROOKER	RUSSELL	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$120,840.66	\$0.00
BROOKES	T. M.	Section Mgr., Waste, Spills & Trnsprt.	\$103,669.27	\$600.00
BROOKS	DAVID	Manager, HT Equipment & Insp. Systems	\$130,933.25	\$855.36
BROOKS	DERRICK L.	Plant Manager, Northwest	\$177,691.88	\$997.92
BROOKS	SUSAN	Manager, Human Resources	\$101,733.87	\$706.86
BROOKS	W. J.	Maintenance Specialist - Strategy	\$107,728.87	\$2,352.00
BROOKSON	DAVE	Supervising Nuclear Operator	\$105,304.57	\$458.50
BROUSE	NELSON	Unauthorized First Operator	\$109,573.21	\$542.34
BROUWER	BILL	Section Manager	\$121,513.08	\$752.40
BROWN	BARRY	FLM - Maintenance	\$117,535.46	\$784.08
BROWN	CATHERINE	Nuclear Operator	\$112,254.04	\$429.00
BROWN	DON	Shift Site Supervisor	\$131,112.05	\$559.34
BROWN	DON	Section Manager, Maintenance	\$118,793.42	\$815.76
BROWN	DORWIN	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$143,745.58	\$904.24
BROWN	ELDON	Unit Operator	\$106,669.86	\$444.00
BROWN	GORD E	Controller, NOSS	\$138,287.12	\$591.36
BROWN	GRAHAM A.	Chief Operating Officer	\$1,721,948.14	\$12,345.10
BROWN	GRAHAM L.	Production Manager, Fossil	\$182,131.99	\$12,876.20
BROWN	J. P.	FLM, Inspection & Maintenance	\$108,615.51	\$495.36
BROWN	JACQY	Shift Stockkeeper (Fossil)	\$103,640.10	\$363.36
BROWN	JOEL	Trades Supervisor - Maintenance	\$103,332.68	\$1,119.17
BROWN	KEN	Section Mgr., Reactor Spec. Equip. MTCE	\$128,326.69	\$839.52
BROWN	M. K.	Section Manager, Maintenance	\$130,315.51	\$606.00
BROWN	MICHAEL	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$113,924.22	\$450.90
BROWN	N. GORDON	SM, Mech. & Civil Design	\$118,931.76	\$823.68
BROWN	NORMAN	FLM, Chemical Laboratory	\$105,628.07	\$612.00
BROWN	RICHARD	Appendix A Mechanical Maintainer	\$112,143.20	\$0.00
BROWN	ROBERT THOMAS	Project Tech. II - E & C	\$136,839.10	\$416.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BROWN	RON	ANOIT - Nuclear Operator	\$112,460.68	\$619.50
BROWN	RON	FLMa, Civil I Cranes	\$123,936.92	\$461.52
BROWN	RONALD	FLMa, Radiation Control	\$116,086.92	\$518.34
BROWN	ROY	Mgr., Delivery & Maintenance Systems	\$128,233.81	\$586.08
BROWN	STEVE	Manager	\$142,253.76	\$295.68
BROWN	STEVEN BERT	Design Draftsperson - Mechanical	\$104,645.89	\$450.84
BROWN	TIMOTHY	Advisor, Stakeholder Relations	\$103,033.07	\$533.28
BROWN	WILLIAM	Authorized Nuclear Operator	\$209,125.56	\$681.78
BROWNELL	LEE	Mechanical Maintainer Journeyman	\$100,378.72	\$444.00
BROWNLIE	B.	Electrician Foreman Const.	\$130,703.54	\$0.00
BRUCE	HAROLD	Shift Control Technician	\$110,649.45	\$454.50
BRUEGGEMAN	JUERGEN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$103,236.66	\$941.53
BRUM	J. G.	FLM, Control/ Mechanical	\$145,418.00	\$570.00
BRUNET	C. R.	FLM, Control/ Mechanical	\$132,766.16	\$576.00
BRUNO	MARIO	FLMa, Radiation Control	\$120,907.54	\$542.34
BRUNTON	ROGER	Plumber/ Pipefitter Subforeman - Const.	\$100,931.50	\$0.00
BRYANT	J. A.	Field Shift Operating Supervisor	\$138,103.01	\$594.00
BRYDON	NEIL	Senior Advisor, External Reporting	\$130,375.54	\$855.36
BUCCI	TONY	Training Officer	\$104,304.83	\$513.36
BUCHANAN	BILL	Control Room Shift Supervisor	\$177,818.55	\$792.00
BUDGE	MIKE	Sr. Process Specialist, Methods	\$104,299.07	\$612.00
BUDGELL	JOSEPH	Authorized Nuclear Operator	\$168,912.98	\$717.06
BUDHLALL	DAVE	Supervising Nuclear Operator	\$111,854.12	\$489.50
BUHAY	STAN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$125,808.08	\$558.00
BUJAKI	STEPHEN	Shift Unit Supervisor	\$118,508.70	\$542.34
BULFON	DINO	FLM, Control/ Mechanical	\$117,761.69	\$527.80
BULL	SCOTT	Authorized Nuclear Operator	\$141,427.94	\$652.86
BULL	WARREN	Shift Manager	\$197,587.72	\$950.40
BULLOCH	IAN	Section Manager, Maintenance	\$115,959.60	\$799.92
BUNNETT	ALLAN	Authorized Nuclear Operator	\$126,381.02	\$622.17
BUNTIN	STEVEN	Shift Control Technician	\$101,232.14	\$391.38
BURCHAT	AMBROSE	FLM - Large Facilities	\$109,130.58	\$736.56
BURCHAT	ROBERT	Supervising Nuclear Operator	\$113,379.54	\$527.52
BURCHAT	WAYNE	First Line Manager - Field Services	\$102,756.97	\$537.36
BURGER	DAVE	Section Mgr., Nuclear Safety Projects	\$108,257.49	\$512.16
BURGER	DIETER	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$156,820.25	\$470.46
BURGER	MARTIN	System Window Coordinator	\$114,245.22	\$528.00
BURGESS	ADRIAN	Control Maintenance Assessor	\$109,870.01	\$497.52
BURKE	DAVID	Section Manager, Operations Programs	\$113,953.73	\$522.72
BURKE	JUNE	FLMa, Radiation Control	\$118,624.60	\$542.34
BURKE	PAUL	FGD Supervisor	\$112,446.42	\$451.44
BURKE	PAUL	Director, Planning & Analysis	\$190,178.37	\$1,092.96
BURLEIGH	JEFF	FLMa, Radiation Control	\$141,261.58	\$521.50
BURLEY	WILLIAM	Civil Maintainer II Journeyman	\$100,408.89	\$430.24
BURNAGIEL	ALEX	Unit Operator	\$125,461.64	\$444.00
BURNETT	BRIAN	Supervising Nuclear Operator	\$114,225.57	\$527.52
BURNETT	KEVIN	Project Technician I - Mech.	\$132,951.20	\$484.02
BURNHAM	PETER	Manager, Radiation Protection	\$113,658.12	\$594.00
BURPEE	JAMES R.	Senior Vice President	\$365,758.62	\$4,664.40
BURR	IAN	Coal Plant MEO Journeyman	\$108,000.45	\$381.84
BURROUGHS	PAUL	Proj. Mgr., Emerg. Mkts- Mrkt Readiness	\$119,099.64	\$633.36
BURROUGHS	PAUL R.	Director, Nuclear Waste Projects	\$128,282.19	\$739.20
BURSEY	DAVID	Mechanical Maintainer Journeyman	\$129,944.72	\$471.00
BURTIS	BRIAN	FLMa, Civil II	\$103,933.96	\$432.36
BUSH	GARY	Work Week Leader	\$127,472.71	\$542.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
BUSKE	ROB	Work Coordinator	\$104,875.71	\$504.00
BUTCHER	GRANT	FLM, Control/ Mechanical	\$143,911.62	\$582.00
BUTCHER	NICOLLE	Investment Manager	\$110,539.90	\$294.48
BUTLER	T. OLIVER	Vice President, Supply Chain	\$593,258.62	\$2,214.08
BUTT	ANDREW	Sr. Technical Eng./ Officer	\$101,834.57	\$459.36
BUTT	COLIN VICTOR	Project Leader II	\$123,154.79	\$556.86
BUTTY	LES	Supervising Nuclear Operator	\$104,471.40	\$541.50
BYRNES	GENE	Shift Manager	\$191,274.39	\$958.32
BYTHEWAY	MARK	Nuclear Operator	\$114,232.15	\$441.00
CABRAL	J. P.	Shift Control Technician	\$103,720.11	\$454.50
CABRERA	JULIO	Project Tech. II - E & C	\$109,080.70	\$366.30
CAESAR	FELIX A.	Manager, Training & Development	\$138,611.77	\$863.28
CAFAGNA	VITO ANGELO	Section Manager, Scheduling	\$107,532.99	\$516.12
CAHILL	LIAM	FLM, Construction	\$141,389.27	\$368.28
CAHILL	M. R.	Inspection & Maintenance Technician II	\$119,897.43	\$446.34
CAI	TOM	Analytics Development Manager	\$102,454.61	\$203.28
CAIRD	BRUCE	Manager, HR Process Re-engineering	\$159,273.73	\$966.24
CAIRNS	GEOFF	Quality Officer	\$122,591.76	\$522.00
CAIRNS	ROBERT	Senior Technical Specialist	\$106,516.34	\$585.36
CAKE	STEVEN	FLM, Chemical Laboratory	\$121,441.11	\$632.46
CALDER	M. P.	Sr. Technical Eng./ Officer	\$162,574.98	\$552.00
CALDWELL	BRUCE	FLM - Small Facilities	\$106,016.89	\$491.04
CALEY	JIM	Trades Supervisor - Maintenance	\$102,001.96	\$565.50
CALICO	JOE	Telecommunications Service Manager	\$109,976.19	\$459.00
CALKIN	DAVID	Sr. Technical Eng./ Officer	\$102,649.30	\$406.56
CALLISTER	PAUL	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$101,349.28	\$389.78
CALVERT	RICHARD	WSD Civil Maintainer UTS	\$102,818.46	\$416.46
CAMERON	CHARLES	FLM - Small Facilities	\$108,852.07	\$8,724.13
CAMERON	RANDY	Shift Site Supervisor	\$116,339.84	\$556.86
CAMERON	SCOTT	Manager, Fire Protection	\$120,789.33	\$839.52
CAMPAGNOLO	ALBERT	Shift Manager	\$184,116.52	\$926.64
CAMPBELL	ANDRE	Shift Site Supervisor	\$126,141.89	\$556.86
CAMPBELL	ARCHIE	SM, Electrical, Instrumenation (&Cntrl)	\$168,410.40	\$740.52
CAMPBELL	CHRIS	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,071.32	\$428.34
CAMPBELL	DAVE	Nuclear Operator	\$101,770.65	\$429.00
CAMPBELL	DOUG	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$111,995.58	\$1,574.09
CAMPBELL	DOUGLAS	FLM - Operating Units	\$115,511.49	\$621.36
CAMPBELL	W. M.	Control Room Shift Operating Supervisor	\$184,655.60	\$735.36
CAMPION	STEVE	Certified Unit "O" Ctrl Room OIT - NO	\$118,683.08	\$559.50
CANDIDO	ENOS	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$101,034.50	\$573.36
CANO	GARY	Level 1A Operator	\$109,778.32	\$542.34
CAPPUCCITTI	BERNIE	FLM, Control/ Mechanical	\$123,338.13	\$478.50
CARATIN	H.	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$113,714.26	\$543.36
CARDILLO	ANTHONY	Senior Design Engineer	\$105,898.47	\$480.00
CARDWELL	JOHN	Production Supervisor - Shift	\$120,384.42	\$621.00
CAREY	DONALD	Control Room Shift Operating Supervisor	\$189,400.94	\$762.00
CARLEA	C.	Field Shift Operating Supervisor	\$118,956.61	\$568.24
CARLSON	STEVE	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$128,500.90	\$567.36
CARMICHAEL	ALAN	Section Manager, Training	\$111,919.18	\$744.48
CARNEY	MARTIN	SM, L & IL Waste Storage Design	\$109,129.07	\$639.36
CARNIVAL	MIKE	Shift Unit Supervisor	\$119,496.06	\$370.70
CARPENTER	BARRY	Section Manager, Training	\$109,261.27	\$728.64
CARPENTER	BARRY	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$109,808.09	\$458.34
CARR	DAVE H.	Director, Inspection Services Transition	\$148,769.81	\$675.84
CARREIRO	TONY	Civil Maintainer I Journeyperson	\$101,239.04	\$393.84

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
CARRIER	DENIS	Senior Shift Control Technician	\$118,982.00	\$542.34
CARRIERE	MIKE	Supervising Nuclear Operator	\$145,127.39	\$541.50
CARTAR	ERIK	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$107,576.72	\$567.36
CARTER	ALLEN	Shift Site Supervisor	\$125,994.08	\$556.86
CARTER	LES	Shift Manager	\$176,603.17	\$860.20
CARVALHAL	MONICA A.	Senior Consultant, Risk & Assurance	\$131,675.94	\$831.60
CARVALHO	JOE	Sr. Technical Eng./ Officer	\$104,838.30	\$495.36
CARVALHO	M. M.	Field Shift Operating Supervisor	\$104,079.47	\$570.00
CASHA	TONY	Mechanical Maintainer Journeyman	\$105,781.30	\$432.00
CASHMAN	DAVID	Authorized Nuclear Operator	\$154,753.92	\$650.58
CASSAN	ERNEST	FLMa, Nuclear Waste	\$130,641.32	\$513.84
CASELLS	BARRY	FLM, Construction	\$118,008.37	\$636.00
CASSELMAN	CHARLES	Production Manager	\$141,859.55	\$855.36
CASTELLAN	ANGELO G.	Director	\$156,642.62	\$990.00
CATIZZONE	DOMINIC	Project Manager, Electricity Production	\$210,348.76	\$811.80
CATTON	CATHERINE	Manager, Safety Strategy	\$130,119.40	\$831.60
CAUGHILL	DENNIS	Unit Operator	\$110,033.32	\$444.00
CECCATO	LUCA	Senior Shift Control Technician	\$159,605.46	\$529.50
CELESTIN	LAWRENCE	Supervising Nuclear Operator	\$104,483.77	\$541.50
CEMBROWSKI	RON	Control Room Shift Supervisor	\$171,370.44	\$691.68
CHACINSKI	VINCE W.	System Window Coordinator	\$157,860.52	\$666.00
CHALYKOFF	CYRIL	Shift Control Technician	\$103,955.88	\$454.50
CHAMBERLAIN	COLIN	FLM, Control/ Mechanical	\$128,551.22	\$570.00
CHAMBERS	DENNIS	Production Supervisor - Technical	\$101,425.21	\$7,768.93
CHAMBERS	GARY	Level 1A Operator	\$107,328.21	\$542.34
CHAMBERS	KEITH	Trades Supervisor - T & WE	\$100,624.04	\$562.02
CHAMPAGNE	DENIS	Lead Auditor - Code Compliance	\$117,330.56	\$993.92
CHAN	ANDY	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$131,194.78	\$546.00
CHAN	HENRY	Section Head Finance	\$104,484.48	\$365.96
CHAN	K. C.	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$122,986.45	\$516.56
CHAN	PETER	Manager, Civil Engineering	\$160,617.74	\$894.96
CHAN	SIU-ON	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$110,631.55	\$567.36
CHAN	YC	Nuclear Operator	\$107,562.67	\$441.00
CHAN	YIU FAI	Analyst, Fuel Supply	\$100,328.50	\$585.36
CHAN	YORK	Section Manager, Metalgy & Welding	\$113,660.17	\$752.40
CHAN	YOUN WAH	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,710.14	\$573.36
CHANDER	RAJU	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,842.13	\$522.00
CHANDHOKE	NAVRATTAN	FLM, Cost & Scheduling	\$102,795.94	\$1,062.24
CHANDLER	AL	Production Manager, Fossil	\$174,383.91	\$902.88
CHANG	MONICA	Sr. Advisor, Trans. Coord. & Deal Capture	\$100,477.07	\$588.00
CHAPMAN	GORD	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$116,927.83	\$860.24
CHAPPEL	KIM R	System Window Coordinator	\$144,485.46	\$564.00
CHARETTE	DAVID	Section Manager	\$106,432.97	\$752.40
CHARETTE	DEAN	Analytics Development Manager	\$118,033.36	\$237.60
CHARETTE	KATHY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$105,000.12	\$492.00
CHARLEBOIS	MURRAY JOSEPH	SM, Construction Support	\$124,299.57	\$839.52
CHARLEBOIS	PIERRE R.	Acting Exec. VP, Chief Nuclear Officer	\$518,468.33	\$3,146.40
CHARLES	S. O. M.	Senior Shift Control Technician	\$128,988.35	\$529.50
CHARTER	RANDALL	Supervising Nuclear Operator	\$102,452.85	\$458.50
CHASE	JOHN	Senior Technical Expert	\$108,299.17	\$612.00
CHASTY	ED	Trades Supervisor - Maintenance	\$108,993.95	\$1,256.97
CHATTERTON	RON	Outage Manager	\$136,711.98	\$1,763.88
CHAU	CHIEU	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$104,758.68	\$435.60
CHAYER	JOHN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$123,231.14	\$444.00
CHAYKA	DARIN	Short Term Trader	\$126,559.94	\$572.88

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
CHEATLEY	CHARLES	Level I Operator	\$125,050.24	\$529.50
CHEN	ANDY	Vice President, Nuclear Systems	\$215,360.98	\$1,235.52
CHEN	GUOPING	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$124,770.84	\$434.50
CHENG	DAVID	Supervising Nuclear Operator	\$112,302.00	\$419.76
CHENG	KAI CHOI	Sr. Technical Eng./ Officer	\$103,405.52	\$540.24
CHENG	PAUL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$124,007.86	\$552.00
CHENG	PO LOON	Project Technician II - Mechanical	\$128,289.28	\$416.34
CHENG	STEVE	Project Technician I - Mech.	\$110,833.70	\$484.02
CHEONG	ANTHONY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$104,859.36	\$459.36
CHERRY	C.	Work Week Leader	\$118,670.21	\$606.00
CHERRY	MERVYN	Section Manager, Systems	\$115,757.52	\$582.00
CHESTER	GORDON	Section Manager, Oper. Proc. & Stnds.	\$136,374.94	\$910.80
CHESTER	IAN	FLM, Inspection & Maintenance	\$158,643.45	\$558.00
CHETCUTI	VICTOR	Project Leader II	\$122,286.21	\$510.00
CHEUNG	MICHAEL	Senior Technical Specialist	\$172,038.28	\$552.00
CHEUNG	PETER	Sr. Technical Eng./ Officer	\$115,339.00	\$446.16
CHEUNG	RAYMOND	Nuclear Operator	\$100,110.74	\$441.00
CHEUNG	STEPHEN	Sr. Advisor, Load Analysis	\$102,132.07	\$528.00
CHEVERS	JAMES	Section Manager, Outage	\$156,553.03	\$711.36
CHEVRIER	BRIAN	Trades Supervisor - Maintenance	\$101,232.63	\$802.26
CHIANG	CHEN YANG	Sr. Technical Eng./ Officer	\$116,268.82	\$537.36
CHIAROTTO	FRANK	Plant Manager, Lambton GS	\$237,660.67	\$1,354.32
CHILAKOS	STEVE	Sr. Advisor, Corrective Action	\$104,959.73	\$606.00
CHILDERHOSE	MARK	Major Panel Operator	\$121,531.79	\$465.84
CHILDERHOSE	MIKE	System Window Coordinator	\$173,051.27	\$563.20
CHILDERHOSE	TODD	Authorized Nuclear Operator	\$155,788.84	\$574.75
CHILDS	C. L.	Field Shift Operating Supervisor	\$106,948.29	\$570.00
CHING	JOHN	Day Ahead Coordinator - Water Resources	\$139,074.92	\$636.00
CHO	JOHN	Contract Engineer/ Administrator	\$103,747.76	\$8,793.49
CHOATE	ANDY	I.T. Program/ Service Manager	\$119,706.05	\$807.84
CHOI	EVAN	Section Manager, Projects	\$110,450.04	\$752.40
CHOINIERE	PAUL	FLM, Radiation Control	\$105,004.44	\$534.00
CHONG	PETER	Senior Consultant	\$106,526.28	\$237.60
CHONG	TERRY	Section Manager, Projects	\$104,385.91	\$485.76
CHOPP	RON	Shift Unit Supervisor	\$123,396.66	\$542.34
CHORPITTA	TERRY	Shift Stockkeeper - Superv. Lvl 2	\$115,586.43	\$423.00
CHOU	JACK	Day at Hand Market Operator	\$119,435.20	\$574.50
CHOW	RICHARD	Inspection & Maintenance Technician I	\$110,693.59	\$387.36
CHOW	SAI GAR	Sr. Technical Eng./ Officer	\$118,838.50	\$552.00
CHOW	WAI	ANOIT - Nuclear Operator	\$134,942.27	\$596.34
CHRETIEN	PETER	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$101,637.55	\$519.84
CHRISTENSEN	TOM	Dir., eSupply & Content Management	\$173,195.04	\$1,021.68
CHRISTIAANS	MARIANO	Sr. Technical Eng./ Officer	\$108,664.88	\$531.36
CHRISTIE	A.	Plumber/ Pipefitter Subforeman - Const.	\$133,753.98	\$0.00
CHRISTILAW	PAUL	Mgr., Products & Services Development	\$114,999.96	\$0.00
CHRISTODOULOU	C. C.	Sr. Technical Eng./ Officer	\$108,565.37	\$531.36
CHRISTOPOULOS	JOHN	System Window Coordinator	\$177,013.20	\$660.00
CHU	HARRY	Senior Advisor, Programming	\$143,234.20	\$823.68
CHU	STEVE	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$106,352.04	\$594.00
CHU	WILLIAM	Project Technician II - Mechanical	\$102,144.42	\$0.00
CHUI	STEVE	Sr. Analyst, Market Simulation	\$122,717.28	\$588.00
CHUNG	FRANKLYN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$114,442.71	\$404.22
CHURCH	GORD	Civil Maintainer I Journeyperson	\$103,677.22	\$405.00
CHURCHILL	NEIL	Level 1A Operator	\$110,419.23	\$542.34
CIGAGNA	JOHN	Supervising Project Engineer/ Officer	\$110,377.18	\$594.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
CIMPRICH	LLOYD	Senior Training Specialist	\$104,520.54	\$594.00
CIORAU	PETER	Senior Technical Expert	\$116,041.47	\$558.00
CIPAK	JOHN	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$101,429.83	\$0.00
CIPOLLA	JOSEPH	Manager, Settlements	\$157,415.68	\$974.16
CIRJANIC	ROBERT	Section Manager	\$102,016.45	\$567.36
CIVIERO	LINDA	Real Estate Strategy Manager	\$108,484.44	\$614.90
CLAIRMAN	CARA L.	Assistant General Counsel	\$169,577.50	\$438.24
CLARK	F. F.	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$115,659.56	\$370.34
CLARK	KERRY	Irradiated Fuel Technologist	\$112,967.88	\$530.34
CLARK	ROB	Shift Control Technician	\$100,699.04	\$454.50
CLARK	WARD	Supervising Nuclear Operator	\$105,223.48	\$527.52
CLARKE	ALDRED	Work Week Leader	\$123,330.48	\$588.00
CLARKE	CINDY	Public Affairs Advisor	\$114,938.42	\$258.72
CLARKE	GREG	System Window Coordinator	\$132,002.64	\$528.00
CLARKE	IAN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$100,436.95	\$543.36
CLARKE	LONNY I.	Solicitor	\$120,534.44	\$269.28
CLARKE	RICHARD	Director, Emergency & Fire Services	\$190,520.81	\$1,219.68
CLARKE	ROBERT	Authorization Training Supervisor	\$148,788.45	\$711.36
CLAUS	D. F.	Shift Emergency Response Manager	\$118,870.96	\$549.00
CLEARY	GRANT	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$118,927.24	\$0.00
CLEGHORN	GARY	Senior Technical Specialist	\$112,144.82	\$615.36
CLEMENS	ROBERT	Authorization Training Supervisor	\$143,588.12	\$701.22
CLEMENT	WRAY	FLM - Maintenance	\$120,049.73	\$736.56
CLEMENTS	GORD	Sr. Construction Tech. - Welding	\$110,754.47	\$469.50
CLEMENTS	GORD	ANOIT - Nuclear Operator	\$106,189.76	\$607.50
CLEMITS	JONATHAN	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$124,278.79	\$529.50
CLIFT	S. S.	Authorized Nuclear Operator	\$194,161.94	\$672.74
CLINTON	STEPHEN	Supervising Nuclear Operator	\$108,252.70	\$527.52
CLOSE	PHILLIP	Supervising Nuclear Operator	\$108,433.81	\$477.00
CLOSS	KENNETH	FLM, Control/ Mechanical	\$125,657.70	\$534.20
CLOUTHIER	R. J.	Supervising Nuclear Operator	\$106,397.35	\$527.52
CLOUTIER	DAVE	FLM, Control/ Mechanical	\$119,764.83	\$570.00
COBER	JOHN	Nuclear Operator (Step 2)	\$113,874.40	\$425.34
COCHRANE	S. J.	SM, Project Engineering	\$117,477.90	\$513.12
COCROFT	ROBERT	Level 1A Operator	\$101,191.48	\$542.34
COENE	WILLIE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$121,139.01	\$717.75
COFFEY	JOHN	FLM, Control/ Mechanical	\$142,787.35	\$612.00
COHEN	MIKE	Field Shift Operating Supervisor	\$101,297.38	\$534.96
COHOON	B. A.	Senior Shift Control Technician	\$102,490.48	\$542.34
COIT	GLENN	Level 1A Operator	\$105,958.37	\$542.34
COLAIACOVO	GRANT	Section Manager, Projects	\$122,619.48	\$807.84
COLE	B.	Shift Control Technician	\$104,727.35	\$387.84
COLE	NORMAN	Shift Outage Manager	\$102,547.75	\$474.00
COLE	P.	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$127,064.34	\$0.00
COLEBY	JOHN	Site Vice President - Pickering A	\$379,190.82	\$1,320.00
COLEMAN	MIKE	Control Maintenance Assessor	\$100,691.20	\$497.52
COLES	JAMES	SM, Fire Protection	\$115,944.58	\$261.36
COLL	DAVE	Production Supervisor - Shift Engineer	\$118,259.48	\$549.84
COLLIE	W. A.	Real Estate Consultant	\$104,808.27	\$606.00
COLLIER	IRVIN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,142.32	\$444.00
COLLING	JOHN D.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$134,387.66	\$400.40
COLLINS	CHUCK	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$101,437.54	\$529.50
COLLINS	DAVID	Control Room Shift Operating Supervisor	\$223,663.56	\$654.47
COLLINS	GARY	Supervising Nuclear Operator	\$106,292.92	\$527.52
COLLINS	GEORGE	Trades Supervisor - Maintenance	\$135,191.33	\$565.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
COLLINS	STEVEN	Radiation Protection Technician I	\$100,627.22	\$401.28
COLLINS	WILL	ANOIT - Major Panel Operator	\$113,802.39	\$621.98
COLTHIRST	RODGER	Control Maintenance Assessor	\$100,068.14	\$485.52
COLUCCI	JAMES	Authorization Training Supervisor	\$234,292.57	\$732.00
CONLON	JOHN	FLM - Large Facilities	\$126,861.76	\$538.56
CONNERS	BILL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$110,453.25	\$432.00
CONROY	DAVID	Site IT Champion	\$103,257.45	\$543.36
CONVERSANO	FRANK	Control Maintenance Assessor	\$124,449.19	\$497.52
CONWAY	CHRIS	Boilermaker Foreman Const.	\$103,859.04	\$0.00
COOKE	PAUL	FLMa, Civil II	\$102,026.46	\$432.36
COOLMAN	S.	FLM, Control/ Mechanical	\$180,339.03	\$636.00
COOPER	FRANCES	VP, Compensation, Benefits & Wellness	\$138,356.64	\$897.60
COOPER	KEN	FLM, Control/ Mechanical	\$122,219.42	\$594.00
COOPER	RICK	Authorized Nuclear Operator	\$161,767.36	\$653.97
COPPENS	JIM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$114,663.28	\$838.01
CORAZZA	STEPHEN	Nuclear Operator	\$104,875.11	\$384.12
CORBU	ION	Project Manager	\$112,269.87	\$657.36
CORDINGLEY	PAUL	Director, Compensation	\$151,851.52	\$974.16
COREY	MAURICE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,125.77	\$380.16
CORNACCHIA	MARIO	Dir., Isotope Sales & HW Programming	\$148,705.47	\$633.60
CORNETT	RUSSELL	Shift Control Technician	\$101,968.15	\$454.50
CORNTHWAITE	ALAN	Field Shift Operating Supervisor	\$110,764.38	\$549.80
CORREIA	ROGER	Manager, Systems Integration	\$141,807.85	\$887.04
COSGROVE	MARK	Manager, Treasury Services	\$112,470.47	\$784.08
COSTA	JEAN-PIERRE	Supplier Surveillance Technologist	\$102,460.79	\$500.34
COTE	PAUL	Production Supervisor - Shift Engineer	\$119,473.61	\$545.34
COTTON	DAVID	Shift Control Technician	\$100,725.94	\$454.50
COUENEN	ALICE	First Line Manager, Inventory	\$101,599.73	\$450.00
COULBECK	ROB	Day at Hand Advisor (Shift)	\$133,594.44	\$1,527.86
COULBY	TOM	Major Panel Operator	\$101,038.39	\$465.84
COULL	K.	FLM, Chemical Laboratory	\$120,293.85	\$568.96
COURTNEY	K. W.	Maintenance Specialist	\$100,638.27	\$582.00
COUSIN	A. C.	FLM, Control/ Mechanical	\$106,476.52	\$582.00
COUTTS	P. L.	Thermal NDE Technician II	\$119,356.20	\$499.90
COUTTS	SCOTT	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$130,734.73	\$552.00
COVELLI	LUCILLE	Section Head, Market Analysis	\$111,276.38	\$618.00
COVELLO	ALAN	ANOIT - Nuclear Operator	\$112,664.72	\$588.18
COWAN	A.	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$123,969.71	\$388.96
COWAN	JACK	Electrician Construction	\$107,876.55	\$0.00
COWAN	NANCY A.	Director, Corporate Strategic Planning	\$210,053.84	\$1,251.36
COWLEY	ROBERT	Authorized Nuclear Operator	\$203,272.62	\$770.96
COWPER	LEE	Trades Supervisor - Maintenance	\$143,118.16	\$544.86
COX	BOB	Shift T & WE Mechanic - UTS Level 2	\$115,367.76	\$517.50
COX	FRANKLIN	Authorized Nuclear Operator	\$186,139.89	\$701.06
COX	FRED	Boilermaker Foreman Const.	\$135,656.89	\$0.00
COX	J. M.	Senior Shift Control Technician	\$111,367.99	\$525.78
COX	JOHN	FLM, Control/ Mechanical	\$104,301.97	\$582.00
COYNE	IAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$118,541.59	\$432.00
COYNE	TERRY	Production Supervisor - Shift	\$118,533.65	\$642.00
CRAFTS	MATT	Shift Control Technician	\$103,817.22	\$466.50
CRAIG	DALE	SM, Secondary Systems	\$133,358.04	\$564.96
CRAIG	G. B.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$117,380.83	\$390.72
CRAIG	RONALD	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$122,488.30	\$0.00
CRANE	MURRAY	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$134,562.23	\$498.96
CRATT	LEE	Waterworker 3 (Supervisor)	\$133,843.49	\$1,221.88

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
CRAWFORD	BRENDA	FLM, Business Services	\$102,500.45	\$522.00
CRAWFORD	JAMES	Station Human Resources Manager	\$113,263.44	\$768.24
CRAWFORD	JUSTIN	ANOIT - Nuclear Operator	\$120,436.12	\$536.36
CREARY	JEFF	Authorization Training Supervisor	\$173,935.13	\$671.82
CREATES	DAVID	Senior Design Engineer	\$102,104.25	\$485.76
CRESS	BOB	FLM - Operating Units	\$127,521.91	\$627.36
CRICHTON	DEREK	System Window Coordinator	\$132,218.82	\$522.00
CRIPPS	GERRY	Thermal Station Engineer/ Officer	\$113,781.36	\$448.80
CROFT	KAREN	Authorized Nuclear Operator	\$146,688.14	\$652.36
CROMBIE	PETER	President, OPG Ventures	\$388,863.27	\$981.60
CROMWELL	CONRAD	Senior Shift Control Technician	\$151,087.18	\$542.34
CROSBIE	ROBERT	Outage Manager	\$128,042.44	\$839.52
CROUCHER	ALEC	Millwright Foreman - Construction	\$110,484.93	\$0.00
CROWLEY	M. A.	FLM, Inspection & Maintenance	\$147,560.98	\$558.00
CROWN	JERRY	Sr. Coordinator - Media & Public Affairs	\$108,213.79	\$612.00
CROZZOLI	CARLO	Director, Bus Development GENCO	\$191,158.28	\$422.40
CUBITT	T. F.	Supervising Nuclear Operator	\$114,615.34	\$527.52
CULHANE	DAN	Day at Hand Advisor (Shift)	\$144,935.86	\$1,397.62
CULLEN	TIM	Work Week Leader	\$118,048.20	\$648.00
CUMMINGS	BILL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$108,753.61	\$444.00
CUNLIFFE	L. C.	Authorized Nuclear Operator	\$178,157.70	\$654.47
CUNNINGHAM	KENNETH	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$104,113.56	\$486.18
CUNNINGHAM	MIKE	Unit Operator	\$116,851.23	\$444.00
CUOMO	DAVE	Shift Control Technician	\$101,252.29	\$466.50
CURL	BRUCE	FLM, Inspection & Maintenance	\$166,281.66	\$513.36
CURLE	BRAD	Manager, Chemistry/ TRF	\$155,026.89	\$964.26
CURRAN	PAT	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$102,699.18	\$1,718.01
CVITKOVIC	TOMO	SM, Equipment & Spares Procurement	\$117,159.26	\$264.00
CYR	NORMAND	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$114,247.80	\$432.00
CYRENNE	MARIO	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,805.71	\$585.36
CZUPPON	GREGORY	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$129,220.21	\$477.84
DA SILVA	NEVILLE S.	Controller, Crop. Financial Proc. Svcs	\$136,356.81	\$871.20
DA SYLVA	DANIEL	Draftsperson - Electrical	\$100,740.18	\$414.36
DAFOE	BARRY	Protection & Control Technologist	\$102,760.83	\$558.00
DAFOE	KEVIN	Shift Production Technician - Chemical	\$102,510.50	\$465.00
DAGAN	DANNY	Solicitor	\$150,513.00	\$654.72
DAHDOUH	SAAD	Project Manager	\$157,265.38	\$594.00
DAHMER	KEN	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$117,389.72	\$489.36
DAL DIN	WALTER	Project Tech. II - E & C	\$118,469.00	\$366.30
DALEY	DORIS	FLM, Business Services	\$101,210.14	\$501.36
D'ALIMONTE	ENZO	Manager, Industrial & Channel Sales	\$175,042.21	\$2,359.44
DALTON	KEITH	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$118,208.42	\$477.84
DALY	BOB	Production Supervisor, FGD & FASS	\$111,249.45	\$634.08
DALY	IAN	Manager, Strategic Development	\$136,897.28	\$271.92
DAM	TRAN	Team Supervisor	\$118,346.74	\$470.00
DANCE	MIKE	Nuclear Operator	\$117,134.08	\$429.00
DANIEL	CARL	Mgr., Engineering Mechanics & Codes	\$126,686.93	\$858.00
DANIEL	HELEN	Solicitor	\$120,968.40	\$272.40
DANTCHEV	DANKO	Assistant Technical Engineer/ Officer	\$121,108.58	\$432.00
DARBISHIRE	DAVE	Shift Unit Supervisor	\$138,001.90	\$502.62
DARBYSHIRE	CHARLES	Electrician Subforeman - Construction	\$101,879.79	\$0.00
D'ARCY	T. K.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$108,128.45	\$470.34
DARLING	SCOTT	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$123,461.06	\$420.58
DARROCH	FRANK	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$144,649.16	\$530.34
DASSINGER	R. G.	Senior Shift Control Technician	\$110,909.51	\$542.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
DATTA	AMAR	Sr. Technical Eng./ Officer	\$114,038.98	\$477.84
DAUPHINEE	RAY	SM, I & C Systems	\$109,658.96	\$760.32
DAVENPORT	RONALD	Senior Design Engineer	\$106,242.62	\$552.00
DAVID	RONALD	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$123,351.49	\$398.64
DAVID	W. G.	Unit Operator	\$119,319.48	\$444.00
DAVIDOVICH	Y.	Assoc. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$100,164.32	\$462.00
DAVIDSON	AL	Quality Engineer/ Officer	\$105,836.32	\$513.36
DAVIES	PHIL	Level 1A Operator	\$113,685.13	\$542.34
DAVIES	RANDAL	Project Tech. II - Civil	\$110,027.59	\$413.34
DAVIS	DAN	Sr. Advisor, Assmt - Common/ Reactive	\$121,519.31	\$855.36
DAVIS	GARY	FLM, Control/ Mechanical	\$151,424.74	\$552.84
DAVIS	JAMES G.	Director, Corporate Security	\$143,373.61	\$308.88
DAVIS	R. M.	Manager, Project Management Office	\$159,488.56	\$926.64
DAVIS	THOMAS	Authorized Nuclear Operator	\$148,325.62	\$573.21
DAVY	CHRIS	Dir., Human Resources & Employee Safety	\$166,373.13	\$997.92
DAWSON	JAMES	Vault Supervisor	\$122,626.85	\$68.00
DAY	JOSEPH	Electrician Construction	\$111,944.93	\$0.00
DAY	MIKE	Senior Technical Specialist	\$135,362.07	\$579.36
DAYMENT	JOAN	Senior Human Resources Officer	\$114,120.11	\$983.66
D'COSTA	JOAQUIM	Shift Control Technician	\$113,637.31	\$466.50
D'CRUZ	ALAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$105,469.88	\$451.44
D'CUNHA	ELINOR	Portfolio Analyst	\$103,714.79	\$438.24
DE BARTOLO	ROBERT	Contract Engineer/ Administrator	\$138,801.43	\$507.36
DE CICCIO	VINCENT	Shift Control Technician	\$114,320.67	\$466.50
DE LORENZI	S. L.	Authorization Training Supervisor	\$167,040.87	\$738.00
DE RUYTER	MONIQUE	Section Manager	\$127,194.31	\$543.84
DE SANTIS	ROSE	Inside Sales Coordinator	\$110,340.42	\$496.32
DE VRIES	PAUL	Project Leader II	\$151,519.07	\$1,022.04
DEBICKI	RICHARD	Mgr., Perf Imprmt & Nuc Oversight (PINO)	\$137,678.39	\$902.88
DEDIC	VIT	Sr. Tech. - Bal Vibration & Noise	\$107,090.33	\$518.34
DEDRICK	DAN	Coal Plant MEO Journeyperson	\$103,969.34	\$381.84
DEFARIA	LUIS	Training Technician - Operator	\$101,755.02	\$515.46
DEFORGE	THOMAS	Manager	\$138,010.41	\$2,540.29
DEGEUS	PAUL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$104,258.29	\$444.00
DEHAAS	IAN	ANOIT - Nuclear Operator	\$123,472.41	\$603.50
DEJONG	JOHN	Shift Emergency Response Manager	\$132,447.54	\$844.50
DEL ROSARIO	JOEY	Supervising Nuclear Operator	\$101,888.98	\$450.00
DELL	AL	SM, Fuel Handling Operation	\$120,752.00	\$277.20
DELLORO	NOEL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$100,069.35	\$390.72
DELONG	MARNI	Manager, Radiation Protection	\$120,832.12	\$831.60
DEMAEYER	DARYN	Supervising Nuclear Operator	\$110,843.97	\$527.52
DEMARS	DANIEL	Project Technician I - Mech.	\$147,247.00	\$509.52
DEMMER	GERALD	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$128,688.57	\$529.50
DEMMER	WILLIAM	Work Coordinator	\$163,461.02	\$666.00
DEMOOR	LARRY	Project Technician II - Mechanical	\$116,336.83	\$413.34
DEMOSKY	BART	Chief Risk Officer	\$354,669.24	\$15,723.60
DENING	HENRY	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$120,460.82	\$385.02
DENIS	JOCELYN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$114,258.91	\$537.36
DENNIS	IAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$106,725.56	\$432.00
DENT	JOHN	Lan Administration Officer	\$101,358.64	\$448.80
DEPAULO	R. M.	FLM, Cost & Scheduling	\$145,878.26	\$516.00
DERESKI	TERRY	Sr. Advisor, Strategic Planning	\$118,804.56	\$855.36
DERKX	GREG	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$116,160.25	\$380.16
DERMARKAR	FRED	Director, Strategic Programs	\$173,597.85	\$1,188.00
DESANTIS	LOUIE	Shift Supervisor In Training	\$130,500.72	\$702.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
DESILVA	PETER	Supervising Nuclear Operator	\$161,853.16	\$541.50
DESPRES	ARTHUR	Section Manager, MNTCE Programs	\$141,974.09	\$715.80
DESVEAUX	MICHAEL	Project Technician II - Mechanical	\$112,942.95	\$366.30
DESVEAUX	ROBERT	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$125,442.17	\$415.86
DETSIKAS	MARY	ANOIT - Nuclear Operator	\$118,317.86	\$588.18
DETZ	ROBERT	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$107,350.66	\$385.02
DEUTSCHER	PETER	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$104,603.25	\$380.16
DEVEAU	AL	Work Week Leader	\$117,487.04	\$624.00
DEVEREAUX	MARK	Supervising Nuclear Operator	\$113,086.47	\$527.52
DEVLIN	BILL	FLM, Cost & Scheduling	\$118,400.78	\$514.58
DEVLIN	EDMUND	Shift Supervisor In Training	\$123,300.59	\$570.66
DEVOE	BRIAN	FLM, Control/ Mechanical	\$120,778.95	\$552.84
DEWELLES	TED	Executive Writing Projects Co-Ordinator	\$117,280.33	\$651.36
DEWSON	MARK	FLM - Small Facilities	\$105,850.94	\$736.56
DEY	MELVIN	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$107,414.18	\$470.34
DHIRANI	HUSSEIN	Senior Design Engineer	\$100,359.44	\$582.00
DI DOMIZIO	NICK	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$117,314.15	\$628.20
DI GIAMBATTISTA	G.	Manager, Emergency Preparedness	\$153,134.74	\$12,159.74
DI PAOLO	JEAN-MARIE	Section Manager, Licensing	\$108,316.07	\$612.00
DIAMOND	BILL	Project Technician I - Mech.	\$106,358.67	\$509.52
DIAS	FRANK	Manager	\$120,007.76	\$1,848.45
DIAS	ROB	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$105,430.05	\$432.00
DICARLO	GINO	Director, Business Support	\$198,743.03	\$1,140.48
DICERNI	RICHARD	Acting President & CEO	\$579,100.02	\$3,952.80
DICKS	GARRY	Shift Control Technician	\$100,113.41	\$404.52
DICKSON	LEE	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,849.87	\$588.00
DILDA	PAUL	Director, Marketing	\$207,378.02	\$818.40
DINGLE	JAMES	Control Room Shift Supervisor	\$182,294.22	\$765.36
DINGMAN	JOHN	Project Tech. II - E & C	\$110,168.48	\$363.66
DINGMAN	RICHARD	Technical Engineer/ Officer	\$119,310.88	\$486.00
DINNER	PAUL J.	Manager, Nuclear Waste Engineering	\$147,320.71	\$300.96
DINSMORE	PAT	Instructor - Mechanical Maintainer	\$101,093.38	\$511.50
DION	JEAN-GUY	Electrician Construction	\$112,295.98	\$0.00
DION	LINDA	Maintenance Specialist - Strategy	\$101,316.07	\$600.00
DION	RAY	Section Manager, Maintenance	\$114,073.08	\$784.08
DIONNE	DON	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$112,247.90	\$525.84
DIONNE	MICHAEL	Project Technician I - Mech.	\$110,463.33	\$509.52
DOAN	GORD	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$109,630.40	\$391.50
DOBREAN	MARIANA	Sr. Technical Eng./ Officer	\$107,950.81	\$480.00
DOBRESCU	MARTIN	Authorization Training Supervisor	\$142,857.50	\$631.56
DOBRICH	NORM	ANOIT - Nuclear Operator	\$108,175.04	\$607.50
DOBROWOLSKI	ED	Asset & Technical Services Manager	\$134,918.94	\$280.62
DOBSON	PAUL D.	Director, Srvc Mgmt & Site Support	\$166,695.49	\$1,005.84
DOBSON	PERRY	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,931.05	\$376.86
DOBSON	TIM	Manager, NDE Systems	\$138,853.19	\$910.80
DOCTOR	ADIL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$149,858.25	\$440.88
DODSON	RICK	Superv., Purchasing Sys. Elec. Comm.	\$122,926.47	\$512.16
DODSWORTH	JEFF	Shift Control Technician	\$102,792.97	\$399.96
DOHERTY	G. B.	FLMa, Radiation Control	\$132,993.56	\$542.34
DOHERTY	JIM	Trades Supervisor - Maintenance	\$105,633.84	\$564.97
DOHERTY	THOMAS	Project Technician II - Mechanical	\$105,331.99	\$416.34
DONALDSON	WILLIAM	Program Security Advisor	\$100,598.90	\$689.04
DONEGAN	JANET	FLM, Control/ Mechanical	\$120,720.72	\$570.00
DONOVAN	BILL	Project Manager	\$167,929.84	\$562.32
DOODY	ROBIN	Trades Supervisor - Maintenance	\$158,995.51	\$567.84

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
DORAN	LAWRENCE V.	Vice President, Business Development	\$341,963.07	\$4,363.20
DORAN	M. W.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$125,985.85	\$470.34
DORAN	TERRY C.	Director, Nuclear Integration	\$164,301.88	\$1,092.96
DORNEANU	ANE MARIE	Project Engineer	\$107,899.64	\$564.00
DORNEANU	AUGUSTIN	Sr. Technical Eng./ Officer	\$101,236.67	\$537.36
DORSEY	WAYNE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,545.47	\$444.00
DOSEN	MIKE	Work Coordinator	\$109,213.90	\$492.00
DOTZENROTH	BARB	Civil Maintainer II Journeyperson	\$105,828.06	\$412.86
DOTZENROTH	P. G.	Civil Maintainer I Journeyperson	\$103,929.62	\$405.00
DOUGLAS	ANNE	Program Coordinator	\$100,957.47	\$588.00
DOUGLAS	FRANK	Supervising Nuclear Operator	\$108,707.22	\$465.96
DOUGLAS	J. M.	Manager, Modifications	\$131,375.93	\$871.20
DOUGLAS	MICHAEL	Shift Control Technician	\$100,430.71	\$454.50
DOUGLAS	NEIL	Authorized Nuclear Operator	\$154,363.98	\$658.07
DOWDESWELL	ELIZABETH	Vice President	\$265,360.25	\$501.60
DOWNEY	MURRAY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$106,041.08	\$465.96
DOWNING	WILLIAM	Coal Plant & Yard Union Trades Superv.	\$105,719.97	\$447.00
DOWNS	GARY	SM, Fuel Handling Operation	\$139,014.63	\$558.00
DOYLE	SHELDON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$105,575.21	\$419.76
DOYLE	WAYNE	Ironworker Foreman Construction	\$105,659.61	\$0.00
DRACE	ZORAN	Section Manager, Technical Support	\$115,431.56	\$792.00
DREBIT	BOB	Authorized Nuclear Operator	\$166,527.68	\$594.84
DREVENY	JAMIE	Shift Unit Supervisor	\$113,308.17	\$455.34
DRINKWATER	DAVID	Exec. VP, Corp Dev. & Legal & CFO	\$825,727.88	\$3,119.00
DRIVER	GEOFF	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$101,991.75	\$756.71
DRODY	LORNE	Nuclear Operator	\$102,236.75	\$441.00
DRODY	RON	Training Technician - Operator	\$100,844.07	\$453.42
DROST	CHRISTOPHER	Shift Supervisor In Training	\$112,381.22	\$522.54
DROZDZAL	MARK	Nuclear Operator	\$104,913.12	\$441.00
DRUMMOND	R.	Shift Control Technician	\$120,724.19	\$466.50
DRYSDALE	JAMES	Manager, Contracts	\$130,651.27	\$823.68
D'SILVA	MILBURN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$108,790.96	\$380.16
D'SOUZA	MELVYN	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$111,482.73	\$338.58
DUARTE	JOSEPH	Senior Shift Control Technician	\$111,860.95	\$478.50
DUARTE	MARY	Manager, Chemistry	\$122,170.37	\$282.92
DUBSKY	HERB	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$103,488.06	\$555.56
DUBUC	ERIC	Shift Control Technician	\$108,797.89	\$466.50
DUCK	JOHN EDWARD	SM, Licensing & Assmt	\$104,822.53	\$708.72
DUDECK	GARRY	System Window Coordinator	\$114,186.14	\$546.00
DUDLEY	DAVE	Authorized Nuclear Operator	\$185,538.05	\$680.56
DUFF	BOB	Site Manager, Large Facilities	\$128,103.57	\$792.00
DUFF	RAYMOND	FLM, Control/ Mechanical	\$161,031.34	\$549.00
DUKE	ANTHONY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$113,530.82	\$1,103.46
DUMA	WALTER	Site Project Engineer/ Officer	\$120,784.30	\$543.36
DUMAIS	YVES	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$100,879.09	\$852.20
DUMASIA	MARAZ	Supervising Nuclear Operator	\$116,062.31	\$527.52
DUMBRELL	ALAN	Unit Operator	\$103,244.91	\$444.00
DUNBAR	G. C.	Authorized Nuclear Operator	\$149,467.00	\$574.20
DUNCAN	BRIAN	Outage Manager	\$185,850.62	\$1,064.58
DUNCAN	ERIC	Project Technician II - Mechanical	\$108,944.24	\$392.34
DUNCAN	ROB	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$152,528.87	\$537.36
DUNK	ANDY	Nuclear Operator	\$103,323.92	\$441.00
DUNLOP	JANICE A.	VP, Corporate HR & Employee Safety	\$219,995.92	\$1,330.56
DUNNIGAN	K. J.	Supervising Nuclear Operator	\$137,284.51	\$527.52
DUPAK	DANIEL DAVID	Senior Ontario Markets Analyst	\$100,680.24	\$564.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
DUPON	FREDERICK	Unit Operator	\$107,365.24	\$399.84
DUQUE	DURVALINO	Field Shift Operating Supervisor	\$130,195.65	\$576.00
DUREPOS	MARIO	Public Affairs Officer	\$118,447.75	\$546.00
DURHAM	DENNIS	Protection & Control Technologist	\$102,468.18	\$571.50
DUTTON	J. J.	Authorized Nuclear Operator	\$161,929.61	\$671.52
DWINNELL	RICHARD	FLM, Control/ Mechanical	\$122,912.74	\$409.48
DYMARSKI	MICHAEL	Project Manager, Chemistry	\$114,698.87	\$655.72
EADIE	BRADLEY	Vault Supervisor	\$129,635.85	\$68.00
EADY	KEVIN	Authorized Nuclear Operator	\$188,902.25	\$663.41
EAKINS	ROB	Thermal NDE Technician II	\$163,983.43	\$488.34
EARL	JOHN	Media Relations Manager	\$148,781.62	\$855.36
EARL	T. J.	SM, Fuel Handling Operation	\$125,580.79	\$799.92
EASTERLING	GARY	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$105,588.86	\$924.38
EATOCK	J. W.	Shift Manager	\$191,244.75	\$974.16
EATON	JACK	Hydraulic Field Technologist	\$163,479.45	\$431.50
EBATA	SUSAN	Senior Officer, Conduct of Operations	\$113,218.57	\$575.52
EBSARY	DAVID	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$100,745.95	\$7,940.09
ECCLESTONE	DONALD M.	Sr. Advisor, Investment Planning	\$114,946.95	\$264.00
EDISBURY	JOHN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$122,475.73	\$432.00
EDISON	GERARD	FLM, Control/ Mechanical	\$150,120.07	\$582.00
EDMONDSON	ANDREW	Authorized Nuclear Operator	\$150,649.40	\$567.05
EDWARDS	ANN	Sec. Head, Actuarial & Financial Eval.	\$125,133.86	\$807.84
EDWARDS	BRIAN	Authorized Nuclear Operator	\$149,479.18	\$659.19
EDWARDS	DOUGLAS	Supervising Nuclear Operator	\$104,271.97	\$463.98
EDWARDS	MICHAEL	Shift Control Technician	\$116,744.81	\$410.52
EDWARDS	TERRY	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$112,546.84	\$456.58
EEUWES	HANS	SM, Fire Protection	\$119,106.98	\$807.84
EEUWES	WILLIAM	Authorization Training Supervisor	\$154,769.22	\$699.36
EGAN	FRANK	Production Supervisor - Shift	\$126,237.52	\$606.00
EGGLETON	ERIC	Quality Officer	\$110,816.68	\$235.00
EIGL	THOMAS	Manager, Risk & Assurance Services	\$151,581.50	\$922.68
EINOLA	JAAC	Section Head	\$110,088.47	\$626.08
EJERCITO	DIOSCORO	Sr. Technical Eng./ Officer	\$118,963.18	\$1,145.52
EL BATROUKH	SAMEH	Technical Engineer/ Officer	\$126,207.91	\$388.08
EL BEHAIRY	MOSTAFA	Sr. Technical Eng./ Officer	\$112,411.35	\$531.36
ELCOMME	GLENN	FLMa, Drafting - Electrical	\$101,275.73	\$440.12
ELDRIDGE	S. V.	Senior Shift Control Technician	\$106,933.22	\$529.50
ELLAM	STEPHEN	Level 1A Operator	\$117,482.95	\$542.34
ELLIOTT	DONNA	Coal Plant MEO Journeyperson	\$106,442.00	\$381.84
ELLIOTT	GLEN	Senior Advisor, Strategic Initiatives	\$130,977.04	\$863.28
ELLIOTT	JAMES	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$113,690.87	\$887.76
ELLIOTT	JOHN	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$107,764.86	\$529.50
ELLIOTT	PAUL	Senior Shift Control Technician	\$133,041.60	\$511.90
ELLIOTT	STEVE	Field Shift Operating Supervisor	\$154,470.70	\$588.00
ELLIOTT	WILLIAM	Director, Station Engineering	\$196,707.47	\$1,136.52
ELLIS	AL	Project Technician I - E & C	\$104,045.09	\$509.52
ELLIS	SHARI	Director, Organizational Effectiveness	\$132,875.90	\$879.12
ELLIS	WESTON J.	Inspection & Maintenance Technician I	\$100,578.02	\$390.36
ELLISON	BRADLEY	Assistant Health Physicist	\$105,703.93	\$456.00
ELLISON	SCOTT	ANOIT - Supervising Nuclear Op	\$118,300.12	\$547.80
ELSAYED	EMAD E.	Vice President, Nuclear Training	\$250,632.21	\$1,473.12
EMES	MICHAEL	Shift Control Technician	\$105,478.76	\$466.50
ENDER	DIETER	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$112,334.94	\$0.00
ENGE	EDWARD	Manager, Atikokan	\$144,536.56	\$528.00
ENGLISH	TIM	Solicitor	\$188,945.87	\$382.80

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ERB	KIM	FLMa, Chemistry Laboratory	\$105,445.73	\$542.34
ERZETIC	JOSIE	Solicitor	\$141,856.41	\$366.96
ESKANDAR	HANY	SM, Engineering Mgmt Services	\$102,998.30	\$588.00
ESPIE	W. A.	FLM, Control/ Mechanical	\$141,094.33	\$612.00
ESPINUEVA	ROMMEL	Supervising Nuclear Operator	\$105,796.54	\$527.52
ESTEBAN	EDILBERTO	Project Technician II - Mechanical	\$127,247.47	\$416.34
ETHERINGTON	LARRY	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$142,434.92	\$474.36
ETHIER	CHRISTOPHER	Authorized Nuclear Operator	\$156,556.75	\$654.47
EVANS	CHRISTOPHER	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$109,203.78	\$361.86
EVANS	DAVID	Senior Technical Expert	\$103,877.16	\$600.00
EVANS	DOUG	FLM, Construction	\$139,061.77	\$491.04
EVANS	H. A.	Authorized Nuclear Operator	\$199,545.65	\$671.52
EVERDELL	RICK A.	Project Manager, Electricity Production	\$135,103.48	\$839.52
EVINO	ANDREW	Senior Shift Control Technician	\$107,997.27	\$542.34
EWING	DOUGLAS	Millwright Journeyman - Construction	\$107,798.43	\$0.00
EWING	NICK	Nuclear Operator	\$103,493.57	\$436.50
EYDEN	JAMES	Production Supervisor, Projects	\$111,982.46	\$561.36
FABBRO	EDDIE	Manager	\$128,068.16	\$278.96
FABRIS	DIEGO	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$101,866.68	\$542.34
FACCA	CARLO	FLM - Maintenance	\$125,958.02	\$533.28
FACELLA	JO-ANN	Sr. Advisor, Stakeholder Research	\$103,252.07	\$606.00
FACEY	JUDY	Section Manager, Maintenance	\$103,938.23	\$582.00
FAIRSERVICE	KEITH	Shift Unit Supervisor	\$138,738.55	\$542.34
FAKHOURY	ISSA	Section Manager	\$105,280.41	\$522.72
FALOONA	ANDREA	Chemical Technician	\$107,093.68	\$398.64
FALUSI	MIKE	Nuclear Operator	\$115,753.62	\$35.28
FALZON	RAY	Project Tech. II - E & C	\$117,215.27	\$366.30
FARCZADI	LAJOS	Engineer/ Tech. Office - Water Mgmt	\$103,413.71	\$7,162.93
FARLEY	CAROLE	Senior Advisor, Ethics	\$127,590.10	\$847.44
FARLINGER	WILLIAM A.	Chairman	\$290,124.46	\$1,760.00
FARMILOE	A. J.	SM, Construction Support	\$123,032.30	\$847.44
FARR	J. ANTHONY	Lead Auditor, General	\$101,483.39	\$557.04
FARR	RONALD	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$104,852.33	\$522.00
FARRELL	BILL	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$129,394.66	\$765.15
FARRELL	RICHARD	HR & Support Services Manager	\$103,669.17	\$491.04
FARROW	PAUL	FLMa, Civil II	\$100,939.57	\$432.36
FAVOT	ERNIE	Sr. Technical Eng./ Officer	\$103,675.95	\$472.56
FAVRIN	GARY	Project Technician I - Mech.	\$101,269.83	\$509.52
FAZEKAS	MICHAEL	Shift Emergency Response Manager	\$139,666.48	\$549.00
FEARN	C. C.	FLM, Control/ Mechanical	\$134,055.65	\$582.00
FEDYK	RALPH	Authorized Nuclear Operator	\$165,782.01	\$651.75
FEENEY	MARCUS	Inspection & Maintenance Technician II	\$113,490.65	\$413.52
FEHERVARI	CONSTANTIN	Bidding Strategy Coordination Mgr.	\$135,133.19	\$863.28
FEIKEMA	DOUWE	Supervising Nuclear Operator	\$139,035.59	\$463.98
FEINDEL	RICK	Regional Maintainer - Mechanical UTS	\$102,922.22	\$956.68
FEKECS	FRANK	Shift Unit Supervisor	\$144,020.25	\$542.34
FELTMATE	BLAIR	Dir., Sustainable Dev. Initiatives	\$113,586.64	\$556.60
FENNELL	TOM	SM, Conventional H & S	\$126,525.22	\$776.16
FENNER	R. H.	Work Coordinator	\$113,832.90	\$644.88
FENUTA	TONY	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$109,608.48	\$472.56
FERGUSON	ERIC	Cost & Schedule Analyst	\$103,890.97	\$522.00
FERGUSON	JEFF	Site IT Director	\$129,047.83	\$855.36
FERGUSON	JOHN	Real Estate Consultant	\$102,065.67	\$588.00
FERGUSON	KYLE	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$108,015.36	\$437.00
FERGUSON	RUSSELL	FLM - Operating Units	\$135,991.18	\$261.40

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
FERREIRA	STEVE	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$109,278.47	\$615.36
FERRIES	LISA	Senior Staff Relations Officer	\$115,950.00	\$787.20
FETTER	ROBERT	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$106,544.24	\$391.50
FETTERLY	G. L.	Maintenance Specialist	\$111,286.65	\$618.00
FICHMAN	BOBBY	Senior Technical Expert	\$100,876.71	\$570.00
FIELD	CRAIG	Supervising Nuclear Operator	\$123,591.67	\$396.00
FIELD	KEN	Site Project Technician - Elec. & Cntrl	\$138,282.91	\$478.00
FIELDER	CLIFFORD	Regional Maintainer - Mechanical UTS	\$100,060.02	\$1,139.87
FINDLAY	DAVE	Supervising Nuclear Operator	\$150,461.36	\$527.52
FIORINI	RICARDO	Project Leader II	\$119,910.24	\$480.48
FISCHER	CARL	Work Week Leader	\$114,067.20	\$508.68
FISCHER	D. J.	Planning Specialist	\$106,254.06	\$539.52
FISHER	CAROL	Manager, Business Services, East	\$121,743.41	\$266.64
FISHER	JAMES	Authorization Training Supervisor	\$145,961.02	\$711.36
FISHER	K. E.	Field Shift Operating Supervisor	\$157,463.17	\$588.00
FISHER	W. H.	SM, Fuel Handling Operation	\$112,961.45	\$576.00
FITKOWSKI	WILLIAM	Shift Control Technician	\$126,965.68	\$466.50
FITZGERALD	KEN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$123,108.02	\$444.00
FITZPATRICK	TERRY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$116,893.18	\$1,603.64
FITZSIMMONS	BRAD	Shift Control Technician	\$106,046.11	\$454.50
FITZSIMMONS	F. K.	Manager, Fire Protection	\$123,714.99	\$139.92
FITZSIMMONS	JASON	Manager, Labour Relations	\$113,681.64	\$768.12
FLANK	ROBERT	Shift Site Supervisor	\$131,583.08	\$556.86
FLEAR	G. W.	Operations Specialist - II	\$105,457.58	\$591.36
FLEET	BARRY	Section Manager, Maintenance	\$115,094.86	\$760.32
FLEMING	DON	System Window Coordinator	\$159,696.39	\$845.16
FLEMING	L. M.	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$103,275.96	\$368.34
FLETCHER	RANDY	Authorization Training Supervisor	\$131,751.75	\$657.36
FLETCHER	ROBERT	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$122,842.33	\$585.36
FLORAS	JOHN	Director, Risk Mgmt & Insurance	\$123,152.22	\$815.76
FLORIO	MIKE	Shift Unit Supervisor	\$143,811.51	\$542.34
FLORIS	WALTER	ANOIT - Nuclear Operator	\$126,893.32	\$603.50
FLOWER	BRIAN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$101,622.20	\$1,103.46
FLOYD	PETER	Manager, Design Projects	\$121,553.51	\$821.04
FLUIT	ANDREW	Sr. Protection & Control Technologist	\$111,518.89	\$471.06
FLUMERFELT	B. R.	FLM, Construction	\$106,363.50	\$66.24
FLYNN	AL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$117,546.37	\$432.00
FLYNN	JOHN	Sr. Business Development Eng./ Officer	\$105,041.07	\$618.00
FODEN	DAN	FLM, Civil Maintenance	\$105,555.12	\$471.36
FOGGETTI	A.	Field Shift Operating Supervisor	\$142,396.94	\$588.00
FOLEY	JEFF	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$108,945.27	\$0.00
FOLLETT	DAVID	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$111,300.48	\$529.50
FOLLOWS	DANIEL PATRICK	SM, Elect. & Control Design	\$120,992.95	\$528.00
FONG	ANGELA	Senior Financial Specialist	\$108,398.02	\$612.00
FONG	JACK	Sr. Mgr., Investment Opp. & Assessments	\$146,686.11	\$950.40
FONG	PAUL	Supervising Nuclear Operator	\$101,324.53	\$541.50
FOOTE	GERRY	FLM - Large Facilities	\$113,960.11	\$736.56
FORBECK	PERRY	FLM, Control/ Mechanical	\$124,514.26	\$570.00
FORBES	IAN	Shift Control Technician	\$114,165.58	\$466.50
FORBES	JOHN	Work Coordinator	\$117,984.52	\$495.36
FORD	NIGEL	Inspection & Maintenance Technician II	\$133,063.83	\$392.70
FOREMAN	BARBARA	Human Resources Manager	\$107,577.91	\$744.48
FOREMAN	LARRY	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$112,489.69	\$458.34
FORREST	GARY	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$102,004.65	\$391.50
FORREST	R. J.	Plant Manager, Lennox	\$115,046.01	\$57.20

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
FORSE	BRIAN MATHERON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$131,836.50	\$516.00
FORSE	JOHN	Logistics Coordinator	\$114,078.90	\$625.88
FORSYTH	HAROLD	Supervising Nuclear Operator	\$100,261.89	\$541.50
FORSYTHE	SCOTT	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$111,880.02	\$528.00
FOSTER	CHARLES	Heavy Water Programming Product Mgr.	\$103,199.07	\$606.00
FOSTER	GRAEME	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$100,291.67	\$432.00
FOWLER	PETER	Coal Plant Operator	\$101,356.59	\$305.14
FOWLES	GARRY A.	Manager, Work Control	\$137,722.03	\$586.08
FOX	DAVE	Field Shift Operating Supervisor	\$125,235.32	\$588.00
FOX	G. D.	Supervising Nuclear Operator	\$104,391.95	\$541.50
FOX	MICHAEL	System Window Coordinator	\$157,089.46	\$570.00
FOXTON	GARY	Shift Control Technician	\$119,534.48	\$466.50
FRACALANZA	ELIO	Section Manager, Chemistry	\$112,166.43	\$618.00
FRADLEY-DAVIS	PATRICK	Senior Human Resources Officer	\$116,655.27	\$792.00
FRAIN	JOAN	Manager, Water Policy & Planning	\$128,926.39	\$8,138.37
FRANCE	TOM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$128,357.76	\$662.47
FRANCIS	DAVID	SM, Secondary Systems	\$116,348.29	\$784.08
FRANCISCO	JOHN	Senior Design Engineer	\$123,704.32	\$567.36
FRANK	ALVIN	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$101,508.10	\$558.00
FRANK	DAVE	Shift Control Technician	\$120,536.53	\$454.50
FRASER	HUGH	Shift Control Technician	\$111,302.29	\$466.50
FRASER	MITCH	Protection & Control Technologist	\$117,087.98	\$456.06
FRASER	RICHARD	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$102,156.62	\$470.34
FRAWLEY	MIKE	ANOIT - Nuclear Operator	\$105,800.02	\$607.50
FRAWLEY	ROBERT	Authorized Nuclear Operator	\$176,882.10	\$654.47
FRAZAO	CARLOS	FLM, Control/ Mechanical	\$126,510.45	\$483.12
FREDERICK	PETER	Authorized Nuclear Operator	\$153,436.67	\$583.17
FREEBURN	WAYNE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$116,695.83	\$444.00
FREEMAN	DARRYL	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$144,202.68	\$918.92
FREEMAN	JOHN R.	Manager, Project Management Office	\$137,257.82	\$575.52
FREISINGER	ANTON	Project Manager, Field Campaigns	\$138,344.32	\$7,721.11
FREY	R. M.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$107,727.35	\$529.50
FRIDAY	BILL D.	Senior Advisor, Corporate Affairs	\$155,367.85	\$1,005.84
FRITZ	KAREN	System Window Coordinator	\$138,377.02	\$558.00
FROATS	J. P.	Director, Engineering Services	\$234,650.34	\$1,405.80
FROATS	KIM	Manager, Safety Strategy	\$121,635.59	\$269.28
FROST	R. P.	Supplier Surveillance Technologist	\$122,271.40	\$500.34
FROST	ROB	Authorized Nuclear Operator	\$154,264.64	\$663.41
FROUDE	CLIFFORD	Ironworker Foreman Construction	\$100,491.35	\$0.00
FUCCHANSKY	JOANNA	Project Manager	\$116,807.18	\$633.36
FUHRMAN	BRIAN	Civil Maintainer I UTS Level 3	\$109,477.12	\$473.52
FULKERSON	JOANNE	HR & Support Services Manager	\$115,035.61	\$768.24
FUNG	DAVID	Shift Control Technician	\$110,138.26	\$394.76
FUNSTON	DOUG	Control Room Shift Supervisor	\$183,898.78	\$744.72
FURGALA	D. B.	System Window Coordinator	\$106,548.81	\$528.00
GABEL	BARRY	Shift Control Technician	\$104,916.69	\$454.50
GABEL	BRIAN	Work Coordinator	\$119,058.90	\$528.00
GABOURY	JOSEPH	Manager	\$104,712.07	\$2,375.40
GAGNE	DANIEL R.	Authorization Training Supervisor	\$156,858.30	\$636.24
GAGNON	DONALD	Plant System Support Manager	\$104,882.45	\$721.82
GAIN	BARBARA	Senior Analyst, Pension Fund Services	\$113,356.47	\$698.88
GAKHAL	BILL	Section Head - Information Mgmt	\$120,652.94	\$633.36
GALBRAITH	HERBERT	Senior Shift Control Technician	\$100,345.79	\$529.50
GALBRAITH	T. R.	Work Coordinator	\$139,883.98	\$540.00
GALE	MICHAEL	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$102,883.94	\$446.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
GALLAHER	JOHN	FLM, Construction	\$131,568.24	\$480.48
GALLANT	GERRY	Boilermaker Foreman Const.	\$115,646.13	\$0.00
GALLANT	JAMIE	FLM, Control/ Mechanical	\$139,042.52	\$414.48
GALLANT	ROGER	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$121,538.14	\$444.00
GALNA	BRUCE	Shift Supervisor In Training	\$111,140.44	\$615.36
GAMBLE	BRENT	Shift Emergency Response Manager	\$138,764.85	\$537.00
GAMBLE	WAYNE	Unit Operator	\$147,362.05	\$444.00
GANGULI	SUGATA	Senior Design Engineer	\$133,114.22	\$543.36
GARAMSZEGHY	MIKLOS	Sr. Advisor, Nuc. Waste Sys. Planning	\$100,612.07	\$588.00
GARCIA LEE	VIOLETA	Logistics Coordinator	\$118,717.16	\$684.00
GAREAU	PETE	Shift Control Technician	\$133,459.06	\$410.52
GAREL	KEITH COURTNEY	Manager	\$141,093.31	\$902.88
GARRATT	DANNY L.	Insulating Mechanic - Const.	\$120,964.54	\$0.00
GARRETT	DAVID	Control Room Shift Operating Superv.	\$192,021.16	\$786.00
GARRETT	SEAN	Shift Control Technician	\$103,043.60	\$454.50
GARRIOCK	JIM	Trades Supervisor - Maintenance	\$126,388.77	\$589.50
GAUDON	AARON	Shift Control Technician	\$104,730.89	\$454.50
GAUDRY	DARYL	FLM - Operating Units	\$106,381.27	\$606.00
GAULTON	RAYMOND	FLM, Construction	\$106,698.27	\$38.72
GAVRIN	RON	SM, Operational Bus. Planning	\$124,066.24	\$269.28
GAWEL	LAURIE	Manager, HR Reporting	\$131,365.69	\$894.96
GAYMAN	WARREN	Control Maintenance Assessor	\$113,114.32	\$497.52
GAYTON	ARTHUR	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$107,199.78	\$521.89
GEDDES	COREY	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$115,896.43	\$395.22
GEDDO	ALBERTO	SM, Reactor Components & Structures	\$126,086.92	\$610.00
GEIGER	MARTIN	Senior Shift Control Technician	\$139,672.50	\$529.50
GELL	RICHARD	Business Development Manager	\$120,428.93	\$594.88
GEMMITI	MORRIS	Section Manager, Outage	\$128,944.98	\$1,693.90
GENDRON	RICK	Shift Control Technician	\$121,021.51	\$448.30
GENGE	EDWARD	Contract Engineer/ Administrator	\$137,232.02	\$525.36
GENOVESE	MARK	FLMa, Civil II	\$102,901.65	\$390.72
GEORGE	D.	System Window Coordinator	\$157,348.20	\$594.00
GEORGESCU	CEZAR	SM, Elect. & Control Design	\$101,761.23	\$438.24
GERARD	MICHAEL	SM, Mech. & Civil Design	\$122,936.89	\$831.60
GERMAN	LEE	FLM, Civil Maintenance	\$105,166.20	\$495.36
GERMAN	T. W.	Senior Shift Control Technician	\$114,036.24	\$542.34
GERNHAELDER	PERRY	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$112,967.92	\$891.94
GERRARD	ROBERT	Controller, Electricity Production	\$162,196.97	\$918.00
GERRY	JOHN	Training Tech. - Control Maintenance	\$106,479.22	\$475.00
GERVAIS	GARY	FLM, Control/ Mechanical	\$115,970.12	\$491.04
GEURTS	RICK	Shift Site Supervisor	\$125,824.92	\$556.86
GHARAPETIAN	ROOBIK	Senior Shift Control Technician	\$125,154.05	\$542.34
GHINET	JOE	Shift Supervisor In Training	\$120,345.96	\$1,202.17
GIANNANTONIO	FABIO	Supervising Nuclear Operator	\$107,769.64	\$529.50
GIARDETTI	PAUL	Asset Manager	\$125,119.79	\$1,449.22
GIBBONS	DAVE	Inspection & Maintenance Technician II	\$112,861.24	\$446.34
GIBSON	ANTHONY	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$106,032.66	\$266.64
GIBSON	DANIEL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$108,121.42	\$918.37
GIBSON	THOMAS	Senior Shift Control Technician	\$112,978.64	\$529.50
GIERSZEWSKI	PAUL	Sec. Mgr., Used Fuel Disp. Safety Assmt	\$115,572.95	\$512.16
GIFFORD	DAVE	FLM, Control/ Mechanical	\$108,755.74	\$487.10
GIGLIOTTI	TIMOTHY J.	Mgr., Policy Analysis & Legsl. Liaison	\$146,655.16	\$910.80
GIKIZAS	COSMAS	Field Engineer	\$133,824.15	\$588.00
GILBERT	KEN	Control Room Shift Supervisor	\$217,699.07	\$741.36
GILBERT	MIKE	Plant Manager, Lakeview Gs	\$219,480.29	\$12,635.49

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
GILBERTSON	LORNE	Production Supervisor - Shift Engineer	\$138,157.81	\$642.00
GILFOY	MIKE	FLM, Construction	\$132,390.45	\$648.00
GILL	DON	Manager, Independent Assessments	\$130,798.13	\$863.28
GILL	GEOFFREY	Shift Unit Supervisor	\$123,917.90	\$542.34
GILL	PARLAD	FLMa, Chemistry Laboratory	\$131,216.96	\$518.34
GILL	TOM	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$104,708.92	\$519.84
GILLARD	BRIAN	FLM, Control/ Mechanical	\$133,048.06	\$551.00
GILLIES	HUGH	FLM, Construction	\$110,554.19	\$52.77
GILLSON	MARK	Work Coordinator	\$124,108.51	\$600.00
GILMORE	ROBERT	FLM, Control/ Mechanical	\$108,499.86	\$470.34
GILROY	C. T.	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,067.00	\$531.36
GILVEAR	MIKE	Coal Plant MEO Journeyperson	\$109,287.25	\$381.84
GINMAN	P. L.	Authorization Training Supervisor	\$186,331.96	\$744.00
GIORGI	SEBASTIAN	Authorized Nuclear Operator	\$177,599.89	\$655.72
GIROUX	MICHEL	FLM, Control/ Mechanical	\$130,136.06	\$496.32
GIROUX	YVAN	FLM, Control/ Mechanical	\$138,835.59	\$542.34
GIUNTA	JOSEPH	Engineering Technologist	\$127,861.48	\$488.34
GLADWELL	COLIN	FLM, Control/ Mechanical	\$110,801.82	\$529.50
GLASGOW	ALAN	Manager, Health, Safety & Environment	\$143,292.61	\$990.00
GLEN	V.	Contract Engineer/ Administrator	\$128,947.84	\$621.36
GLOCKLER	OSZVALD	Senior Technical Expert	\$139,150.39	\$501.60
GLOVER	CHARLES	Plumber/ Pipefitter Subforeman - Const.	\$101,326.74	\$0.00
GLOVER	CHRISTOPHER	Millwright Foreman - Construction	\$125,961.91	\$0.00
GLOVER	DAVID ROBERT	Section Manager	\$101,063.07	\$594.00
GLOVER	J. M.	Manager, Engineering Services	\$165,451.44	\$1,069.20
GLUCK	CLARENCE	Senior Design Engineer	\$117,167.95	\$552.00
GOBIN	R. R.	FLM, Control/ Mechanical	\$124,202.45	\$576.00
GOEL	KAILASH	Cost & Schedule Analyst	\$109,965.83	\$485.76
GOEL	RATAN KUMAR	Sr. Technical Eng./ Officer	\$118,988.84	\$546.00
GOETZ	MICHAEL	Nuclear Operator	\$109,653.14	\$377.52
GOLDENBERG	AUREL	Cost & Scheduling Technician	\$108,141.37	\$414.36
GOLL	MIKE	Electrician Construction	\$101,307.58	\$0.00
GOMER	RONALD	Sr. Specialist Strategic Planning	\$103,033.07	\$606.00
GOMEZ	JEREMY	Civil Maintainer I UTS Level 3	\$104,983.66	\$461.52
GONSALVES	LEONARD	FLM, Control/ Mechanical	\$121,192.89	\$588.00
GONSALVES	VINCE	Manager	\$150,180.72	\$942.48
GOOD	GEORGE	Shift Serviceworker (Thermal)	\$152,401.67	\$385.02
GOODALL	BOB	Shift Unit Supervisor	\$153,370.06	\$542.34
GOODER	BRIAN	Sr. Reg. Analyst, CDN/US Reg. Affairs	\$106,067.07	\$621.36
GOODMAN	ILANA	Senior Advisor, HR Strategy	\$114,747.89	\$261.36
GOODMAN	R. M.	Director, Outage Management (Unit 4)	\$180,454.56	\$1,029.60
GOODWIN	JOHN	FLMa, Civil II	\$108,868.38	\$444.36
GOODWIN	ROBERT	Section Manager, Outage	\$103,033.01	\$576.06
GOODWIN	STEPHEN	Senior Technical Specialist	\$102,533.93	\$585.36
GOOR	MARCEL	Control Maintenance Assessor	\$112,761.55	\$437.58
GORE	J. R.	Field Shift Operating Supervisor	\$120,562.09	\$558.00
GORING	GREG	FLM, Construction	\$113,497.24	\$47.49
GORUR	ROYASAM	Technical Engineer/ Officer	\$108,908.03	\$377.52
GOSELIN	DAN	Inspection & Maintenance Technician II	\$113,881.59	\$446.34
GOSELIN	M. P.	Inspection & Maintenance Technician II	\$104,337.72	\$432.36
GOUGH	GERRY	Senior Shift Control Technician	\$118,239.50	\$529.50
GOULDING	MANI	Director, Talent Management	\$148,506.12	\$649.44
GOULOPOULOS	CHRIS	Manager, Special Projects	\$151,858.59	\$950.40
GOWANS	WENDY	Mgr., Perf. Assurance, Eng. Strat.& Supp	\$120,567.75	\$855.36
GRABOWSKI	LARRY	Work Coordinator	\$152,727.29	\$600.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
GRAHAM	DAVE	Technical Advisor, Engineering	\$148,288.28	\$684.34
GRAHAM	GEOFF	FLM, Civil Maintenance	\$136,900.06	\$1,085.50
GRAHAM	GREGORY	Shift Site Supervisor	\$126,459.09	\$489.72
GRAHAM	JOHN	Authorized Nuclear Operator	\$146,423.83	\$660.42
GRAHAM	KEN	SM, Fuel Handling Technical	\$121,564.99	\$839.52
GRAHAM	MARK	Shift Control Technician	\$103,636.65	\$454.50
GRAHAM	ROD	Shift Control Technician	\$123,450.29	\$466.50
GRAMMELHOFFER	PETER	Authorized Nuclear Operator	\$186,511.83	\$654.47
GRANDE	LOU	Senior Technical Specialist	\$154,810.13	\$588.00
GRANDSOULT	D.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$116,420.92	\$465.96
GRANGER	ROBIN	Section Manager, Projects	\$124,421.49	\$863.28
GRANT	FRASER	Shift Supervisor In Training	\$121,637.23	\$585.00
GRANT	GARY M.	Senior Vice President	\$295,150.86	\$1,558.39
GRANVILLE	SEAN	Shift Manager	\$189,314.52	\$950.40
GRAPER	BRIAN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$120,284.19	\$529.50
GRATZ	JOHN	Shift Site Supervisor	\$141,654.90	\$556.86
GRAVELLE	GILLES	Work Coordinator	\$115,572.01	\$538.80
GRAVESANDE	WALLY	Control Maintenance Assessor	\$110,577.33	\$485.52
GRAY	COLMAN	Electrician Subforeman - Construction	\$175,150.29	\$0.00
GRAY	JAMES	Sr. Portfolio Asset Advisor	\$108,643.93	\$633.36
GRAY	JOHN	Authorized Nuclear Operator	\$150,084.60	\$660.42
GRAY	MIKE	Work Coordinator	\$112,554.86	\$582.00
GRAY	R. J.	Field Shift Operating Supervisor	\$119,477.18	\$516.70
GREBENJAK	F. E.	FLM, Control/ Mechanical	\$123,696.63	\$542.34
GRECK	GARY	Thermal NDE Technician II	\$133,167.42	\$439.78
GRECO	JOHN	Team Leader - Information Mgmt	\$101,237.07	\$522.72
GREEN	BARRY	Dir., US & Interprovincial Reg. Affairs	\$156,317.43	\$949.08
GREEN	L.	Epidemiologist	\$107,991.07	\$557.04
GREGOIRE	JOSEPH	Authorized Nuclear Operator	\$179,455.95	\$675.02
GREGOR	MIKE	Shift Unit Supervisor	\$144,540.45	\$542.34
GREGORIS	STEVE	Shift Supervisor In Training	\$109,544.38	\$550.44
GREGORY	HANK	Authorization Training Supervisor	\$171,535.39	\$755.18
GREGWAH	ANTHONY	Project Tech. II - E & C	\$131,337.86	\$366.30
GREISS	ED	Project Leader II	\$133,387.90	\$546.00
GREY	BROOKE	Unit Operator	\$115,641.74	\$444.00
GREY	DAN	Shift Control Technician	\$105,332.34	\$466.50
GRIEVE	GARY	ANOIT - Nuclear Operator	\$121,678.03	\$603.50
GRIFE	DAVID	Shift Site Supervisor	\$100,342.16	\$556.86
GRIFFIN	J. O.	Field Shift Operating Supervisor	\$134,024.65	\$564.00
GRIFFITHS	CHRISTOPHER	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$107,138.74	\$246.96
GRIGG	DOUGLAS	Real Estate Consultant	\$105,057.87	\$600.00
GRIGORESCU	EMIL	Field Shift Operating Supervisor	\$138,367.41	\$501.60
GRILLS	ROY	Appendix A Mechanical Maintainer	\$106,324.55	\$0.00
GRIST	TYRONE	Shift Control Technician	\$121,952.99	\$399.96
GROHS	BRIAN	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$106,525.81	\$366.96
GRONDIN	ROBERT	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$104,225.85	\$816.97
GROSE	JIM	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$120,163.01	\$508.79
GROULX	MIKE	SM, Elect. & Control Design	\$111,575.00	\$506.88
GROVER	MOHINDER SINGH	Lead Auditor - Code Compliance	\$134,200.66	\$723.36
GRUTTKE	PETER	Senior Advisor Strategy	\$124,875.69	\$669.36
GRZELAK	FRED	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$102,958.35	\$1,017.65
GUENTHER	TERRY	Shift Production Technician - Planning	\$100,855.74	\$483.00
GUEST	JAMES	VP, Logistics & Material Mgmt	\$194,989.18	\$900.24
GUGLIELMI	FRANCESCO	Shift Manager	\$208,616.49	\$1,029.60
GUIDOTTI	PATRICK	Shift Control Technician	\$100,574.38	\$454.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
GUILHERME	PAULO	Boilermaker Foreman Const.	\$113,390.62	\$0.00
GUIMOND	PIERRE	Director, Federal Government Liaison	\$163,642.11	\$351.12
GUNN	JAMES	Manager, Structured Products	\$159,542.33	\$459.36
GUNTER	RICHARD	FLM, Construction	\$137,703.99	\$648.00
GUPTA	RAVI K.	Senior Design Engineer	\$111,605.56	\$168.08
GURBA	G. B.	Director, Labour Relations	\$129,218.89	\$950.40
GURNEY	MICHAEL	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$130,588.25	\$471.36
GUTHRIE	SCOTT	Section Manager, Projects	\$117,025.73	\$813.20
GUY	MARK	Manager, Nuclear East Facilities	\$128,305.12	\$894.96
HA	EDMUND	Financial Strategist	\$127,544.48	\$807.84
HA	PATRICK	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$100,463.84	\$444.00
HABEC	KENNETH	Control Room Shift Operating Superv.	\$192,603.49	\$771.36
HABER	DON	FLM - Large Facilities	\$112,808.59	\$753.72
HABIB	RIYAZ	Director	\$156,985.83	\$390.22
HACHE	VALERE	Electrician Construction	\$119,955.66	\$0.00
HACKETT	IAN	Shift Control Technician	\$107,436.84	\$399.96
HADDEN	RICHARD	Assoc. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$102,847.20	\$471.36
HAERTEL	BERND	Authorized Nuclear Operator	\$177,004.12	\$655.58
HAFERER	KARL	Shift Control Technician	\$109,987.36	\$399.96
HAGGERTY	DES	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$107,092.44	\$458.34
HAGHVERDIAN	L.	System Window Coordinator	\$146,301.65	\$506.88
HAHN	WALTER	Director	\$167,645.43	\$0.00
HAIDER	NAZIR	Sr. Technical Eng./ Officer	\$117,568.37	\$471.36
HAIGHT	JOHN	Section Manager, Outage	\$123,376.03	\$546.00
HAINES	GORD	Section Manager, Power Equipment	\$128,234.08	\$784.08
HAIRE	KEN	Authorized Nuclear Operator	\$175,837.33	\$654.47
HALEY	BARRY EDWARD	Project Manager, Field Campaigns	\$149,715.06	\$588.00
HALKET	CRAIG	Director, HR Strategy & Reporting	\$179,233.23	\$728.64
HALL	GERRY	Radiation Protection Technician II	\$115,203.19	\$408.36
HALL	GREG S.	Mgr., Simulators & CBT Technology	\$139,789.99	\$887.04
HALL	JAMES	Station Human Resources Officer	\$102,947.33	\$673.20
HALL	ROB	Shift Control Technician	\$126,060.21	\$454.50
HALL	TODD	Lead Auditor, General	\$103,338.73	\$606.00
HALPERIN	DAVID T.	Director, Financial & Business Planning	\$174,796.10	\$744.48
HAMADE	DAVID	Senior Credit Associate	\$117,352.99	\$600.00
HAMANN	RONALD	Control Room Shift Operating Supervisor	\$177,220.43	\$689.04
HAMILTON	B. R.	Field Shift Operating Supervisor	\$128,672.54	\$533.24
HAMILTON	CRAIG	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$101,278.54	\$636.93
HAMILTON	JOHN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$110,702.93	\$442.50
HAMILTON	JOHN	Production Supervisor - Shift Engineer	\$145,932.44	\$564.00
HAMILTON	KENNETH	FLM, Control/ Mechanical	\$140,609.68	\$498.08
HAMILTON	KEVIN W.	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$131,988.93	\$0.00
HAMILTON	RYAN	Project Technician II - Mechanical	\$120,842.72	\$366.30
HAMILTON	WILLIAM	Electrician Subforeman - Construction	\$131,375.85	\$0.00
HAMMEL	WAYNE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$112,183.81	\$999.70
HAMMERS	ROBERT	Manager	\$129,901.54	\$601.92
HAMMERSTROM	WILLIAM	ANOIT - Nuclear Operator	\$113,343.35	\$607.50
HAMMOND	KATHERINE	Assistant General Counsel	\$148,001.03	\$1,314.72
HAMMOND	MICHAEL	Nuclear Operator	\$124,435.51	\$429.00
HAMMOND	REG	Shift Unit Supervisor	\$121,152.38	\$542.34
HAMMOND	STEPHEN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$115,721.17	\$432.00
HAMP	KEN	Shift Control Technician	\$100,368.72	\$454.50
HAMPSON	RICHARD	Field Shift Operating Supervisor	\$101,894.77	\$546.00
HAN	JING	Senior Design Engineer	\$116,029.49	\$531.36
HAN	KOON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$117,208.00	\$522.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid / Traitement</u>	<u>Taxable Benefits / Avantages imposables</u>
HANBIDGE	DONN W.	VP, Controller OPGI	\$276,683.63	\$1,570.80
HANCOCK	JEFFREY	Electrician Construction	\$107,494.83	\$0.00
HANCOCK	MARK	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$110,073.17	\$404.74
HANCOCK	WAYNE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,496.53	\$444.00
HANDLEY	TIM	FLM, Control/ Mechanical	\$132,167.23	\$561.00
HANLEY	KELLY	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$127,249.49	\$453.18
HANNA	MIKE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,210.89	\$380.16
HANNAH	DON	Trades Supervisor - Maintenance	\$101,338.20	\$577.02
HANNIMAN	DAVE	Section Manager, Warehousing	\$121,268.35	\$5,126.77
HANRAHAN	R. C.	Section Mgr., Component Engineering	\$110,565.92	\$636.00
HANRAHAN	SHAWN	Inspection & Maintenance Technician II	\$105,936.76	\$380.58
HARASYM	TERRY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,779.47	\$570.00
HARAUZ	JOHN	Sr. Site IT Champion	\$116,128.79	\$618.00
HARDING	B. J.	Supervising Nuclear Operator	\$110,368.53	\$527.52
HARDING	JACK	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$101,248.29	\$831.31
HARDING	WARREN	Team Leader - Information Mgmt	\$101,237.07	\$594.00
HARDUWAR	TULCHAND	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$118,152.42	\$522.00
HARGROVE	AL	Shift Serviceworker/ Tube & Clamp	\$125,181.99	\$733.73
HARKNESS	DICKSON	Solicitor	\$162,534.57	\$353.76
HARLTON	NANCY	Section Manager, Financial Accounting	\$113,607.24	\$784.08
HARMAN	DALE	Shift Control Technician	\$107,721.26	\$466.50
HARNDEN	BRENT	FLM, Control/ Mechanical	\$168,446.77	\$588.00
HARNEY	DAVID	Shift Control Technician	\$127,413.61	\$454.50
HARPER	BRIAN	Authorized Nuclear Operator	\$140,758.45	\$663.41
HARRIGAN	BERNARD	Authorized Nuclear Operator	\$164,341.81	\$651.25
HARRINGTON	ANTHONY JOHN	SM, NAOP Valve Programs	\$127,970.55	\$823.68
HARRIS	G. J.	Authorized Nuclear Operator	\$168,009.24	\$654.47
HARRIS	KENT DOUGLAS	Vault Supervisor	\$119,448.41	\$68.00
HARRIS	KEVIN	Maintenance Specialist	\$102,955.07	\$599.56
HARRIS	STEVE	Contract Engineer/ Administrator	\$112,672.13	\$558.00
HARRIS	STUART	SM, Mech. & Civil Design	\$115,140.24	\$807.84
HARRIS	TIM	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$137,406.49	\$840.40
HARRISON	KEN	Day at Hand Market Operator	\$139,986.73	\$680.48
HARRISON	STEVE	System Window Coordinator	\$112,366.26	\$552.00
HARRISON	STEVE	Real-Time Trader (Shift)	\$140,100.67	\$669.36
HART	BOB	FLM, Construction	\$124,398.53	\$53.97
HART	RON	Consultant, Risk & Assurance	\$107,745.96	\$704.88
HARTE	ROBERT IAN	Operating Engineer Const.	\$137,564.10	\$0.00
HARTEL	WERNER	Mgr., Radioactive Mtls Transportation	\$137,418.93	\$887.04
HARTFORD	IAN	SM, Chemistry Laboratory	\$116,116.73	\$506.88
HARTLEY	P. N.	Authorized Nuclear Operator	\$160,296.51	\$654.47
HARTMANN	BRUCE	Project Leader II	\$120,030.56	\$861.69
HARTNIG	PAUL	Shift Site Supervisor	\$137,350.09	\$559.34
HARTWICK	FREDERICK JAMES	Protection & Control Technologist	\$133,107.69	\$571.50
HARTWIG	PAULINE	SM, Loss Control	\$105,723.06	\$485.76
HARVEY	NELSON	FLM, Control/ Mechanical	\$119,053.53	\$444.00
HARVEY	STAN	Vice President	\$207,782.15	\$2,317.92
HASKIM	JOHN	Maintenance Manager	\$159,354.16	\$871.20
HASSAM	AENIL	FLM, Control/ Mechanical	\$116,005.62	\$552.84
HASSAN	FRED	Director, New Market Development	\$308,990.00	\$945.12
HASSAN	PETER	Section Manager	\$101,147.07	\$8,162.13
HASSAN	RICK	Sr. Analyst, Market Simulation	\$101,563.05	\$517.44
HAUCH	MURRAY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$101,040.37	\$558.00
HAUN	PAUL	Supervising Nuclear Operator	\$110,312.75	\$527.52
HAUSER	GARY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$125,316.47	\$458.16

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
HAUTANEN	W. A.	Cost & Scheduling Technician	\$100,215.19	\$414.48
HAW	COURT	Shift Production Technician - Planning	\$102,658.90	\$483.00
HAWLEY	CHRIS	Authorized Nuclear Operator	\$177,090.70	\$697.72
HAWTHORNE	CAMERON	Shift Advisor, Technical Support	\$104,038.22	\$448.80
HAY	DON	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$131,043.21	\$529.50
HAY	SEAN	Shift Control Technician	\$104,148.40	\$454.50
HAYDEN	J. T.	FLM, Radiation Control	\$129,521.80	\$542.34
HAYES	KEVIN	Section Mgr., Training & Development	\$118,108.95	\$736.56
HAYES	LORNE	Shift T & WE Mechanic - UTS Level 2	\$112,250.26	\$478.90
HAYNES	MIKE J.	Manager, Nuclear Waste Site	\$141,970.88	\$926.64
HAYTER	DONALD	Senior Design Engineer	\$115,961.92	\$515.46
HAZELL	CLEMENT	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$104,588.79	\$444.00
HAZELTON	TREK	Section Manager	\$108,306.79	\$694.20
HEALEY	DENNIS	FLMa, Radiation Control	\$106,424.26	\$529.50
HEALY	KEN	Unit Operator	\$120,820.98	\$444.00
HEANEY	SEAN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$108,521.71	\$529.50
HEARD	ROBIN	Director, Accounting	\$174,877.64	\$382.80
HEARNS	CHARLIE	Shift Production Technician - Chemical	\$102,942.37	\$465.00
HEATH	DAVID B.	Plant Manager, Hydroelectric	\$192,359.25	\$1,140.48
HEATH	LISA	ANOIT - Nuclear Operator	\$115,588.87	\$610.28
HEATON	G. M.	Section Manager, Maintenance	\$117,079.59	\$815.76
HEATON	RANDY	Mgr., Ontario Market Ops Implementation	\$161,347.83	\$649.44
HEDGE	STEVE	Day at Hand Market Operator	\$117,012.65	\$605.34
HEFFORD	JOHN	FLM - Maintenance	\$120,279.78	\$760.32
HEILANDT	OLAF	Maintenance Specialist - Strategy	\$105,152.07	\$7,039.76
HEIN	NORBERT	Nuclear Operator	\$103,444.57	\$429.00
HEINDEL	RUDY	Shift Control Technician	\$118,628.86	\$399.96
HEITMAR	GLENN	Supervising Nuclear Operator	\$107,323.58	\$388.08
HENDEL	GARRY	Ont. Retl Mrkt Rules Compl & Surv Spec.	\$119,099.64	\$633.36
HENDERSON	COLE	Shift Emergency Response Manager	\$131,347.60	\$537.00
HENDERSON	DAWN LYNN ANN	Supervisor - Branch Publishing	\$101,373.27	\$579.36
HENDERSON	GARY	Purchasing/Procurement Superintendent	\$111,416.43	\$736.56
HENDERSON	JOHN	Production Supervisor - Shift Engineer	\$160,116.47	\$582.00
HENDERSON	LYNN	Supervising Nuclear Operator	\$101,769.06	\$529.50
HENDERSON	PETE	Authorized Nuclear Operator	\$168,779.79	\$651.25
HENDERSON	SCOTT	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$121,543.97	\$0.00
HENDERSON	TOM	Outage Manager	\$179,013.64	\$993.96
HENNINGHAM	CLEVELAND	Electrician Construction	\$113,528.49	\$0.00
HENRICKS	WILLIAM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$107,521.62	\$1,103.46
HENRY	R. K.	Control Room Shift Operating Superv.	\$178,155.30	\$827.98
HEON	DARCY	Environmental Advisor	\$105,651.14	\$528.00
HERA	VLADIMIR	SM, Pressure Boundary Compliance	\$120,607.00	\$531.36
HEROD	LARRY	Power Marketer	\$115,832.01	\$2,573.08
HERR	DAVE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$104,345.38	\$695.66
HERVIAS	JOSE	Control Maintenance Assessor	\$114,425.08	\$497.52
HERZOG	KEITH	Authorized Nuclear Operator	\$187,165.72	\$660.42
HETT	THOMAS WAYNE	Financial Strategist	\$117,722.02	\$792.00
HEWER	J. M.	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$139,457.19	\$500.34
HEY	BRAD	ANOIT - Supervising Nuclear Op.	\$146,102.56	\$596.34
HEYSTEE	RICHARD	Sr. Advisor, LLW Disposal Eng.	\$104,299.07	\$612.00
HICK	GLENN	Shift Control Technician	\$107,008.99	\$466.50
HICKS	ROGER	FLMa, Radiation Control	\$119,978.93	\$506.34
HIGGINBOTTOM	PETER	Site Vice President - Pickering B	\$222,853.12	\$815.56
HIGGS	TOM	Work Coordinator	\$123,331.14	\$442.20
HILDERBRAND	KEN	Section Manager, Maintenance	\$114,222.79	\$600.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
HILDRED	CHRIS	Project Leader II	\$126,755.00	\$567.36
HILL	IAN	Millwright Journeyman - Construction	\$116,873.65	\$0.00
HILL	JOSEPH	Supervising Nuclear Operator	\$120,415.22	\$527.52
HILL	ROWLAND	Shift Emergency Response Manager	\$103,666.23	\$525.00
HILLIARD	BOB	SM, Reactor Physics	\$112,799.77	\$768.24
HILLIER	WAYNE	Supervising Nuclear Operator	\$117,423.08	\$527.52
HINCHCLIFFE	DEAN	FGD Supervisor	\$110,569.68	\$451.44
HIND	KEN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$104,272.74	\$713.13
HINDS	SHAUN	HR & Support Services Manager	\$118,368.64	\$903.44
HINTON	CAL	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$105,893.26	\$458.34
HIRASAWA	TIMOTHY	Vice President - Trading	\$601,126.06	\$681.10
HIRNING	CHARLES	Section Manager, Dosimetry	\$115,109.56	\$517.44
HIRTENFELD	DAVID	Senior Technical Specialist	\$111,432.80	\$573.36
HISHON	TOM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$145,384.36	\$390.72
HO	ALAN D.	Vice President - Generation Services	\$290,268.98	\$1,494.86
HO	DAVID	Sr. Technical Eng./ Officer	\$110,226.75	\$558.00
HO	GRACE	Manager, Taxation	\$121,601.13	\$512.16
HO	MASON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$176,398.96	\$1,344.58
HO	PAUL	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$101,224.75	\$464.64
HO	RICHARD	Senior Design Engineer	\$105,850.45	\$454.08
HO	SAN SANG	SM, Components Analysis	\$122,338.16	\$558.56
HOBBS	K. G.	Manager, Maintenance Production	\$165,633.21	\$1,069.20
HOBE	HARRY	FLM, Control/ Mechanical	\$128,458.57	\$564.00
HODGINS	H. A.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$110,322.60	\$432.00
HODGSON	DAVID	Tech. Advisor, Nuclear Analysis	\$100,609.47	\$588.00
HOFFER	ANDY	Environmental Advisor	\$104,924.47	\$612.00
HOFFMAN	DEAN	Field Shift Operating Supervisor	\$120,553.57	\$558.00
HOFFMAN	EDWARD	FLM, Civil Maintenance	\$123,438.06	\$516.00
HOFFMAN	GRANT	Shift Control Technician	\$115,699.80	\$378.18
HOGG	BOB	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$159,904.54	\$536.34
HOGGART	MURRAY	Work Coordinator	\$103,708.12	\$2,037.00
HOHENDORF	RICHARD J.	Manager	\$151,207.30	\$950.40
HOLDER	ALBERT	Project Site Manager	\$126,760.62	\$525.36
HOLDITCH	A. E.	Authorized Nuclear Operator	\$167,409.01	\$673.74
HOLLIS	MIKE	Sr. Construction Tech. - Welding	\$123,904.71	\$509.52
HOLME	DONALD	Manager, Nuclear Waste Site	\$250,464.91	\$1,306.80
HOLMES	GARY	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$109,318.88	\$391.50
HOLMES	T. I.	FLM, Control/ Mechanical	\$143,246.67	\$606.00
HOLT	ALLAN G.	Director, Operations & Maintenance	\$249,743.00	\$0.00
HOLY	PETER	Supervising Nuclear Operator	\$109,321.91	\$527.52
HOMAN	DAVID	Manager, Modifications	\$134,508.39	\$894.96
HONG	RON	Project Leader II	\$116,859.96	\$514.80
HONKE	ROD	Shift Unit Supervisor	\$121,261.44	\$542.34
HOOD	ROB	FLM, Control/ Mechanical	\$124,405.81	\$456.86
HOOGENDAM	PAUL	Tech. - Balancing Vibration & Noise	\$140,527.36	\$488.34
HORNE	CHRISTOPHER	FLM, Inspection & Maintenance	\$105,375.26	\$342.98
HORNING	EDGAR	FLM, Control/ Mechanical	\$148,097.15	\$564.00
HORTON	EDWARD	Project Manager	\$120,872.97	\$594.00
HORTON	JAMES	FLM, Control/ Mechanical	\$119,712.97	\$529.40
HOSEIN	AHAMED	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$122,857.89	\$470.34
HOSEIN	F.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$106,163.98	\$390.72
HOSEIN	RON	Control Room Shift Supervisor	\$167,380.97	\$714.72
HOUGH	BILL	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$106,397.69	\$391.50
HOUNSELL	STEVE	Environmental Advisor	\$104,255.87	\$606.00
HOUSTON	S. F.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$113,559.51	\$455.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
HOWARD	DAVE	Section Manager, Performance & Testing	\$131,061.56	\$8,779.68
HOWARD	KEITH	Manager, Fuel Handling	\$139,824.41	\$311.52
HOWARD	SHIRLEY	Maintenance Specialist	\$105,620.66	\$612.00
HOWCHIN	EDWARD	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$100,668.85	\$531.36
HOWES	H. A.	VP, Sustainable Development	\$152,133.76	\$669.24
HOWIE	FRANK	Section Manager, Maintenance	\$127,994.60	\$839.52
HOYLE	BOB	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$158,276.03	\$596.34
HOYLE	MIKE	Production Supervisor - Shift Engineer	\$131,280.17	\$1,024.26
HUBBARD	CHRISTOPHER	FLM, Facility Services, Corporate	\$111,812.21	\$248.16
HUBBARD	GUY	Site Work Protection Coordinator	\$114,867.60	\$594.00
HUBBARD	TERRANCE LEE	Field Shift Operating Supervisor	\$115,823.31	\$552.28
HUDSON	W. DOWELL	Vice President, Special Projects	\$990,841.89	\$1,273.96
HUDSON	JANICE	Manager, Nuclear Waste Site	\$123,579.20	\$815.76
HUFF	JANICE	Manager, Info Mangement & Reporting	\$113,445.92	\$784.08
HUFFORD	KEITH	Inspection & Maintenance Technician II	\$122,183.86	\$472.74
HUGGINS	J. W.	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$101,461.50	\$567.36
HUGHES	BILL	HR & Support Services Manager	\$117,298.25	\$1,814.28
HUGHES	HARLEY	Manager	\$122,043.42	\$839.52
HUGHES	TERRY	Field Shift Operating Supervisor	\$126,511.62	\$484.50
HUGHSON	DAVID	Regional Maintainer - Mechanical UTS	\$101,482.04	\$1,051.54
HULEATT	STEVE	Section Manager, Projects	\$120,994.38	\$839.52
HULL	R. J.	FLMa, Chemistry Laboratory	\$136,709.50	\$542.34
HUMPHREYS	JOHN	Supervising Nuclear Operator	\$130,664.85	\$458.50
HUMPHREYS	ROBERT	Chemical Technician	\$104,363.21	\$453.00
HUNG	ERIC	Section Manager	\$122,493.15	\$799.92
HUNG	MICHAEL	Section Manager, Mgmt Systems	\$117,857.24	\$258.72
HUNSBURGER	ROB	Authorized Nuclear Operator	\$145,481.90	\$655.72
HUNT	PAT	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$104,572.67	\$391.50
HUNTER	D. L.	Manager, Modifications	\$136,795.43	\$601.92
HUNTER	J. R.	Project Technician I - Civil	\$104,879.38	\$509.52
HUSAIN	JAFFAR	Director, Credit Risk	\$163,619.92	\$1,045.44
HUSAR	W. O.	Work Week Leader	\$111,936.37	\$618.00
HUTCHISON	DAVID	FLM, Radiation Control	\$119,304.12	\$518.34
HUTCHISON	GENE	Senior Technical Specialist	\$100,783.54	\$588.00
HUTCHISON	STEPHEN	Supervising Nuclear Operator	\$101,121.90	\$450.00
HUTERER	MLADEN	Senior Technical Specialist	\$102,847.70	\$600.00
HUTT	LARRY	FLMa, Civil I Cranes	\$118,042.59	\$473.52
HYNES	JOE	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$138,565.33	\$500.34
HYSLOP	A. J.	SM, Electrical Systems	\$107,944.32	\$543.36
IAFRATE	DOMINIC	VP, Engineering & Modifications	\$335,265.41	\$1,797.84
IANNI PALARCHIO	ARMANDO	FLM, Control/ Mechanical	\$129,072.25	\$636.00
IANNUZZELLI	JOE	Sr. Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$110,562.54	\$513.36
IDITA	AUREL	Section Manager, Training	\$117,544.47	\$591.36
ILOTT	STEVE	SM, Fuel Handling Technical	\$108,876.44	\$512.16
IMMS	WILLIAM	Director, Project Management	\$125,500.00	\$145.20
INDELICATI	DAVE	Sheetmetal Worker Const.	\$105,034.78	\$0.00
ING	ROBERT	Analyst, Market Simulation	\$100,740.31	\$507.36
ING	TONY	Sr. Transmission Analyst	\$105,884.27	\$573.36
INGRAM	DERICK	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,002.32	\$432.00
INGVES	VICTOR	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$100,573.01	\$837.73
INKSTER	BOB	Sr. Protection & Control Technologist	\$120,504.86	\$571.50
INNES	CRAIG	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$104,470.93	\$186.12
INOUYE	GLENN M.	Manager	\$133,514.85	\$559.68
IP	LARRY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$113,571.51	\$552.00
IPSEN	FRANK	Sr. Process Specialist, Methods	\$111,707.76	\$2,472.45

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
IRVINE	LORRAINE	VP, Compensation, Benefits & Wellness	\$166,421.93	\$362.56
IRVINE	THOMAS J.	Complaints Resolution Manager	\$108,875.82	\$762.30
IRWIN	JACK	Unit Operator	\$102,581.88	\$444.00
IRWIN	LLOYD	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$104,176.19	\$632.01
IRWIN	RICK	Field Shift Operating Supervisor	\$128,541.08	\$1,184.67
ISENBURG	DIETER	Project Manager	\$102,896.13	\$522.00
ISSA	GEORGES	Shift Advisor, Technical Support	\$108,844.83	\$485.76
ISSA	ISMAIL	Mechanical Maintainer Journeyman	\$111,665.87	\$390.72
IVANOFF	N. V.	Shift Manager	\$191,657.01	\$986.04
IVANOV	VLADIMIR	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$101,713.00	\$485.76
IVES	DAVE	Shift Control Technician	\$123,310.95	\$454.50
IWASIW	JOE	Shift Control Technician	\$104,449.42	\$399.96
IWATA	S. R.	Shift Outage Manager	\$141,141.14	\$534.00
IYER	RAMANAN	Senior Corporate Financial Analyst	\$111,627.73	\$579.36
JACK	EARL	Electrician Construction	\$100,770.70	\$0.00
JACK	ED	Sr. Protection & Control Technologist	\$108,232.90	\$571.50
JACKOWSKI	ROBERT	ANOIT - Nuclear Operator	\$116,203.20	\$603.50
JACKSON	GREG	Manager, Safety Strategy	\$111,346.81	\$1,186.96
JACKSON	JOE	Mechanical Maintainer Journeyman	\$113,821.23	\$432.00
JACKSON	MAXWELL	Senior Staff Relations Officer	\$107,551.16	\$752.40
JAEN	ROBERTO	Nuclear Operator	\$106,402.47	\$377.52
JAGAN	NICHOLAS	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$123,760.33	\$579.36
JAGER	G. A.	Manager, Maintenance Production	\$215,097.51	\$1,607.11
JAIN	ANIL	Cost & Scheduling Technician	\$115,358.10	\$471.00
JAKOV	IVAN	Mechanical Maintainer Journeyman	\$123,978.51	\$444.00
JAMES	CHRISTOPHER	Technical Engineer/ Officer	\$121,941.97	\$393.36
JAMES	GARY	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$105,559.50	\$549.84
JAMES	PAUL	Section Mgr., Process Scheduling	\$108,547.99	\$522.72
JAMES	RICHIE	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$139,654.69	\$513.86
JAMIESON	IAN	ANOIT - Nuclear Operator	\$118,966.79	\$619.50
JANES	MARTIN	Supervising Nuclear Operator	\$127,416.08	\$541.50
JANISSE	MARC	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$113,628.40	\$444.00
JANKOVIC	LARRY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$138,845.88	\$444.00
JANOSSY	EVA	Manager, Load Analysis	\$132,306.97	\$815.76
JANSEN	CASE	Mechanical Maintainer Journeyman	\$106,451.32	\$390.72
JANSEN	FRANK	Electrician Foreman Const.	\$126,718.38	\$0.00
JANSSEN	C. J.	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$109,312.93	\$552.00
JANZEN	DAVE	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$104,201.64	\$391.50
JARMAIN	DOUGLAS	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$123,379.12	\$542.34
JARRELL	DENNIS	Trades Supervisor - Maintenance	\$126,208.11	\$529.50
JARRETT	STEPHEN	Supervising Nuclear Operator	\$134,731.33	\$527.52
JARRON	DON	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$105,211.80	\$546.00
JARVIS	BRIAN	Training Tech. - Conventional Safety	\$104,338.85	\$515.46
JARVIS	GRAHAM	Senior Technical Expert	\$156,163.39	\$594.00
JAVOR	JOZEF	FLM, Chemical Laboratory	\$140,010.01	\$634.32
JAVOR	LISA	Supervisor - Contracts	\$106,962.07	\$551.76
JAYAWARDENE	NIHAL D. P.	Senior Technical Specialist	\$100,612.07	\$517.44
JAYAWEERA	RANJITH	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$169,302.15	\$546.00
JAZIC	ZLATKO	SM, Mechanical Equipment	\$109,250.69	\$768.24
JEFFERIES	KEVAN	Section Head - Financial or Operations	\$107,991.07	\$557.04
JEFFERS	BILL	Field Shift Operating Supervisor	\$144,165.86	\$506.88
JEFFREY	BRAD	Chemical Technician	\$103,211.07	\$453.00
JEFFREY	BRIAN	Inspection & Maintenance Technician I	\$121,310.67	\$363.66
JEFFREY	JACK	Unit Operator	\$110,791.43	\$444.00
JEFFS	JOHN	Unit Operator	\$111,045.88	\$444.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
JELINSKI	ERIC	SM, Major Components/ Life Cycle	\$128,332.94	\$823.68
JENKIN	TODD	FLMa, Security	\$100,090.99	\$429.42
JENKINS	RHYS	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$118,115.34	\$1,040.04
JENSEN	MARK	Section Manager, Geoscience	\$114,281.20	\$768.24
JESSOME	JUDY	Advisor - Business & Finance	\$114,463.42	\$537.36
JESSOP	R. J.	Director, Project Management	\$164,373.78	\$1,116.72
JESSWEIN	R. E.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$122,673.38	\$542.34
JESSWEIN	TONY	FLMa, Chemistry Laboratory	\$109,184.18	\$529.50
JESUS	JOSE	Senior Shift Control Technician	\$107,260.77	\$542.34
JETHAVA	MAHESH	Sr. Officer, Methods Improvement	\$100,991.33	\$565.56
JIBB	MURRAY	FLM, Control/ Mechanical	\$130,096.84	\$600.00
JIBB	ROSS	Supervising Nuclear Operator	\$108,725.10	\$541.50
JILESEN	TONY	Senior Shift Control Technician	\$138,994.60	\$478.50
JOANNOU	PAUL	Project Manager	\$143,631.11	\$887.04
JOBBA	F. K.	Production Mgr., Operations Units 1-8	\$151,829.42	\$1,037.67
JOBE	CEDRIC I.	VP, Regulatory Affairs	\$226,890.77	\$451.44
JOHANSEN	KURT	Dept. Mgr., Environmental Assessment	\$143,582.77	\$849.42
JOHANSSON	JEFF	Section Mgr., Component Engineering	\$101,436.19	\$806.22
JOHN	J.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$118,718.67	\$542.34
JOHNSON	CHRISTOPHER	FLMa, Radiation Control	\$126,756.77	\$477.18
JOHNSON	K. A.	Authorized Nuclear Operator	\$177,791.91	\$654.47
JOHNSON	P. A.	Authorized Nuclear Operator	\$159,007.48	\$654.47
JOHNSON	ROBERT	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$107,438.11	\$444.00
JOHNSON	RON	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$122,395.91	\$546.00
JOHNSON	W. R.	Inspection & Maintenance Technician II	\$112,775.93	\$432.36
JOHNSTON	ANTHONY	Authorized Nuclear Operator	\$172,485.74	\$674.68
JOHNSTON	CARL	FLM - Operating Units	\$147,390.52	\$564.00
JOHNSTON	CHRIS	FLM, Control/ Mechanical	\$114,417.65	\$545.00
JOHNSTON	DAVID	Supervising Encon. Engineer	\$104,667.86	\$538.86
JOHNSTON	DOUGLAS	FLM, Inspection & Maintenance	\$141,892.97	\$554.80
JOHNSTON	DWAYNE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$111,283.88	\$470.46
JOHNSTON	MAURICE	System Window Coordinator	\$126,474.22	\$492.00
JOHNSTON	ROBERT	Nuclear Security Officer	\$101,187.17	\$394.30
JOHNSTONE	GORD	Authorized Nuclear Operator	\$157,309.81	\$659.19
JONES	B. L.	Work Coordinator	\$105,869.27	\$596.88
JONES	CHRIS	Supervising Nuclear Operator	\$116,078.16	\$463.98
JONES	D. R.	FLM, Control/ Mechanical	\$119,788.20	\$576.00
JONES	DAN	FLM, Control/ Mechanical	\$141,020.73	\$570.00
JONES	DAVID	Project Technician II - Mechanical	\$140,494.31	\$366.30
JONES	DON	Supervising Project Engineer/ Officer	\$102,351.79	\$588.00
JONES	DOUG	Manager, Performance Assurance	\$115,677.85	\$634.00
JONES	HUGH	Unit Operator	\$108,904.04	\$444.00
JONES	KEITH	Engineering Technologist	\$103,540.58	\$4,338.34
JOSE	ROGER	Senior Shift Control Technician	\$124,789.38	\$466.50
JOSEPH	C. J.	Senior Shift Control Technician	\$134,237.40	\$542.34
JOSHI	MUKESH	Senior Advisor, Outage Ops Support	\$111,757.23	\$792.00
JUDAH	JONATHAN	Senior Design Engineer	\$124,801.31	\$546.00
JUNG	JANUSZ	Training Officer	\$100,670.29	\$552.00
JUNOP	BLAINE	Authorized Nuclear Operator	\$165,864.36	\$652.36
KAHAK	MEHDI	Technical Engineer/ Officer	\$103,430.49	\$429.36
KALIRAI	BAL	Chemical Technician	\$108,869.88	\$465.00
KALISIAK	MARIUS	Sr. Technical Eng./ Officer	\$113,598.43	\$543.36
KALMETA	PETER	Manager, Performance Assurance	\$128,110.93	\$831.60
KALOTAI	MARY-ANN	Section Manager, Maintenance	\$106,689.27	\$245.52
KALOVSKY	ROBERT	Shift Control Technician	\$122,763.66	\$410.52

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
KALVINS	ANDA	Director, Climate Change Strategy	\$136,922.53	\$293.04
KAMPS	N. L.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,884.30	\$432.00
KANAUJIA	SATISH	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$155,849.44	\$495.36
KANE	J. D.	Inspection & Maintenance Technician I	\$108,216.43	\$446.34
KANERVA	DREW	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$114,559.06	\$529.50
KANJI	FEIZAL	Project Manager	\$126,356.56	\$522.72
KAPOOR	SANJAY	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$139,248.87	\$435.60
KAPPES	JOSEPH	Manager, Work Control	\$415,999.98	\$1,056.00
KAPUSH	PETRA	Business Administrator	\$103,274.70	\$543.36
KAR	NABARUN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$117,433.93	\$421.30
KAR	PRABHAT	Senior Technical Specialist	\$118,039.22	\$612.00
KARABELA	HENRY	Project Manager	\$107,988.57	\$618.00
KARAIM	TERRANCE	Sr. Manager, Plant Design Engineering	\$140,202.00	\$910.80
KARAM	BASSAM	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$112,777.68	\$507.36
KARAN	VLADO	Cost & Scheduling Analyst	\$105,828.16	\$474.00
KARATSOREOS	TASOS	Director, Wholesale Origination	\$230,953.80	\$871.20
KARI	DAVID	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$109,304.81	\$444.00
KARI	VALERIE	Section Head, Financial Svcs & Control	\$114,771.99	\$63.36
KARIM	MOHAMED	Control Maintenance Assessor	\$116,077.19	\$497.52
KARMALI	NASIR	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$115,059.50	\$543.36
KARSKI	WES	Maintenance Specialist	\$104,175.07	\$528.00
KARSTADT	CARL	Manager, Power Billing	\$117,024.07	\$784.08
KATCHANOSKI	GREGORY	VP, Electricity Prod. HR & Empl. Safety	\$137,121.39	\$885.72
KATONA	BUTCH B.	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$103,286.62	\$636.06
KAULESSAR	GHAMAN	SM, Secondary Systems	\$106,845.38	\$253.44
KAVANAGH	MIKE	Station Human Resources Manager	\$126,797.96	\$744.48
KAWA	MALLORY	Control Maintenance Assessor	\$128,369.84	\$497.52
KAY	JIM	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,899.84	\$432.00
KEALEY	KEVIN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$101,055.15	\$432.00
KEAN	SHELDON	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$112,134.96	\$444.00
KEATON	EMIL	FLMa, Emergency Response	\$104,191.51	\$473.52
KEEGAN	PHILLIP	Shift Control Technician	\$101,036.66	\$454.50
KEELAN	BRYAN	SM, Procurement Engineering	\$113,660.41	\$792.00
KEELER	R. J.	Director	\$143,738.97	\$974.16
KEELING	JIM	Shift Advisor, Technical Support	\$121,370.74	\$847.92
KEENAN	PATRICK	Work Coordinator	\$133,678.97	\$612.00
KEENE	GWEN	Business Manager	\$131,303.65	\$855.36
KEESMAAT	IKE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$151,291.32	\$692.13
KEHOE	DAVE	Dir., Performance Impr. & Nuc. Oversight	\$244,743.34	\$419.76
KELLY	CHARLIE	System Window Coordinator	\$150,419.32	\$636.00
KELLY	DOUG	Manager, Contracts Office	\$128,526.52	\$831.60
KELLY	EARL	Trades Supervisor - Coal Yard Operations	\$111,501.24	\$425.00
KELLY	J. G.	Authorized Nuclear Operator	\$189,518.67	\$673.74
KELLY	JERRY	Protection & Control Technologist	\$100,574.85	\$571.50
KELLY	LEN	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$122,308.79	\$453.18
KELLY	LES	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$142,647.96	\$500.34
KELLY	MARTIN	Day at Hand Market Operator	\$110,213.28	\$543.36
KELLY	ROB	Nuclear Operator	\$112,994.21	\$441.00
KEMPE	THEODORA FAITH	Sr. Advisor, Safety Rqmt & Licensing	\$100,717.07	\$588.00
KEMPFER	JOHN	Shift Site Supervisor	\$130,342.49	\$559.34
KENERKNECHT	JOHN ALFRED	FLMa, Drafting - Electrical	\$132,431.47	\$500.34
KENISTON	JAMES	Maintenance Specialist - Strategy	\$102,793.97	\$594.00
KENNARD	JOHN	Section Mgr., Life Cycle Estimate Mgmt	\$104,159.91	\$612.00
KENNEDY	ANDREW	Production Supervisor - Shift Engineer	\$136,035.49	\$660.00
KENNEDY	DANA	Authorized Nuclear Operator	\$132,134.88	\$558.25

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
KENNEDY	SCOTT	Trades Supervisor - Maintenance	\$138,645.79	\$529.50
KENTHOL	STEPHEN ALEXANDER	FLMa, Drafting - Electrical	\$132,457.18	\$424.02
KEOWN	K. E.	Sr. Advisor, Operating Experience (OPEX)	\$109,709.67	\$612.00
KERBA	NABIL	Section Manager, Site Support	\$100,686.69	\$154.50
KEREKES	ALBERT	Work Week Leader	\$113,242.92	\$558.00
KERNIUS	HENRY	Section Manager, Fuel Handling	\$120,637.43	\$606.00
KERR	ALLAN	Project Technician I - E & C	\$110,668.30	\$425.70
KERR	C. R.	Civil Maintainer I Journeyperson	\$101,974.80	\$405.00
KERRIGAN	BILL	Section Manager, Warehousing	\$112,988.91	\$682.00
KERRIGAN	DENIS PATRICK	Plumber/ Pipefitter Foreman - Const.	\$101,609.13	\$0.00
KERWIN	PAT	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$121,209.88	\$1,042.22
KETT	PAUL	Trades Supervisor - Coal Yard Operations	\$105,341.21	\$512.52
KEUKEN	LUKE	Senior Shift Control Technician	\$116,793.71	\$478.50
KEWAQUOM	FRANCIS	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$101,681.02	\$390.72
KHAN	ALI	Manager, Project Management Office	\$131,301.55	\$823.68
KHAN	ARIF	Manager, Radiation Protection	\$160,338.28	\$974.16
KHAN	ATIKA	Section Mgr., Safety Assmt & Licensing	\$114,941.78	\$778.20
KHAN	IJAZ	SM, Major Components/ Life Cycle	\$130,082.41	\$1,310.65
KHAN	JUNAID	Sr. Technical Eng./ Officer	\$109,913.32	\$495.36
KHAN	KHADEM	Technical Engineer/ Officer	\$129,526.45	\$385.44
KHAN	M. H.	FLM, Control/ Mechanical	\$144,043.25	\$552.84
KHANSAHEB	ZARIR	Shift Supervisor In Training	\$127,580.35	\$557.04
KHATTAB	ESSAM	Sr. Technical Eng./ Officer	\$143,021.03	\$522.00
KHELAWAN	ANIRUDE	SM, Thermal Hydraulics & Assessments	\$117,531.90	\$522.72
KHODABOCUS	ADAM	FLMa, Emergency Response	\$101,315.69	\$405.90
KIAMEH	HANI	Sr. Technical Eng./ Officer	\$111,238.13	\$451.44
KIEFER	BARRY	Unit Operator	\$104,162.12	\$444.00
KIERINKIEWICZ	JOHN	Inspection & Maintenance Technician I	\$106,447.34	\$4,264.36
KIES	G. P.	Authorized Nuclear Operator	\$200,600.35	\$654.47
KILLIUS	KLAUS	Specialist, Strategic Mat. & SS	\$111,296.95	\$585.36
KIM	JONG DEA	VP, Energy Markets Systems	\$199,085.40	\$1,267.20
KIM	TONY	Shift Advisor, Technical Support	\$122,416.81	\$501.60
KIMBALL	PETER	Section Manager	\$106,876.85	\$588.00
KIMMERLE	LUDWIG	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$107,331.69	\$513.36
KIMMETT	STEVE	Authorized Nuclear Operator	\$157,588.33	\$664.52
KIMPEL	D. T.	Shift Manager	\$198,029.94	\$974.16
KING	CALVIN	Civil Maintainer II Journeyperson	\$102,168.46	\$369.84
KING	CATRIONA	Assistant Board Secretary	\$180,699.12	\$380.16
KING	DARWIN	Unit Operator	\$102,929.54	\$444.00
KING	FRANK K.	Dir., Nuclear Waste Engineering & Tech.	\$172,731.47	\$707.52
KING	GORD	Shift Unit Supervisor	\$129,665.00	\$542.34
KING	GRANT	Field Shift Operating Supervisor	\$111,252.08	\$552.00
KING	PETER	Control Room Shift Supervisor	\$229,850.66	\$783.36
KING	RANDY	Authorized Nuclear Operator	\$169,288.93	\$654.47
KING	WAYNE	Shift Unit Supervisor	\$134,234.65	\$542.34
KINGSTON	SCOTT	Project Technician I - Mech.	\$110,999.45	\$484.02
KINITZ	E. E.	Authorized Nuclear Operator	\$167,926.12	\$654.47
KINSELLA	KEVIN	Production Supervisor - Technical	\$106,891.96	\$561.36
KIPRENKO	ADAM	ANOIT - Supervising Nuclear Op.	\$127,333.69	\$603.50
KIRBY	J. J.	Sr. Mgr., Market Forecasts & Modeling	\$135,459.56	\$847.44
KIRKHAM	ALLAN	Section Manager	\$110,070.07	\$627.36
KIRKHAM	COBI	Work Week Leader	\$123,009.48	\$618.00
KISSEL	RAYMOND	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$107,870.64	\$564.00
KITOWSKI	RAY	Unit Operator	\$128,089.90	\$444.00
KITSCHA	BILL	Sr. Manager, Plant Design Engineering	\$178,988.38	\$1,045.44

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
KIVISTO	DAVE	Unit Operator	\$112,674.46	\$444.00
KLEIN	TIM	Project Tech. II - E & C	\$103,722.94	\$392.34
KLEINS	BOB	Chemical Technician	\$112,420.69	\$465.00
KLEM	GEORGE	Control Maintenance Assessor	\$119,504.01	\$497.52
KLEM	WARREN	Inspection & Maintenance Technician I	\$108,437.51	\$390.36
KLIMEZ	RAY	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,204.48	\$444.00
KNAPP	HARRY	Trades Supervisor - Maintenance	\$111,548.54	\$504.06
KNEZEVICH	T. J.	Team Leader, Assmt & Reporting/ Plng	\$101,237.07	\$594.00
KNIGHT	ALISON	Project Leader I - Prod. & Srvc Dev.	\$115,279.92	\$657.36
KNIGHT	D. B.	Section Manager, Examinations	\$160,635.59	\$714.00
KNIGHT	DAVID JOHN	Senior Design Engineer	\$101,532.58	\$543.36
KNOLL	JACK	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$131,942.52	\$856.00
KNOTT	ANDY	Shift Site Supervisor	\$133,696.52	\$556.86
KNOTT	RANDAL ERNEST	Shift Control Technician	\$107,290.69	\$454.50
KNUTSON	MARK	Shift Manager	\$182,404.97	\$765.36
KO	PIUS	Section Manager	\$107,164.07	\$612.00
KOCK	JOHN	Shift Control Technician	\$100,590.36	\$399.96
KOEPKE	RAYMOND	Project Leader II	\$100,316.27	\$518.56
KOHN	ETHAN	Solicitor	\$137,101.34	\$974.16
KOKUS	TONY	Production Supervisor - Shift	\$291,915.98	\$654.00
KOLISNYK	ALAN	Certified Unit "O" Ctrl Room OIT - NO	\$117,986.03	\$572.34
KOMOSA	ZBIGNIEW	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$109,685.81	\$2,858.28
KONDRA	CLIFFORD P.	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$100,865.89	\$391.50
KONIECZNY	ROMAN	Wholesale Marketer	\$119,135.76	\$627.36
KOOL	PAUL	Shift Control Technician	\$114,842.38	\$399.96
KORDOWISKO	JOHN	Senior Design Engineer	\$101,030.39	\$567.36
KORTRIGHT	ROBERT	Sr. Financial Systems Analyst	\$102,634.07	\$522.72
KOSTER	JOSEPH	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$107,801.00	\$470.34
KOTWA	GARY	SM, Scheduling Support	\$100,705.32	\$588.00
KOWACZ	ED	Control Maintenance Assessor	\$107,834.63	\$421.82
KOWALCHUK	DENNIS	Appendix A Control Technician	\$107,832.84	\$0.00
KOWALSKI	PETER	River Control Supervisor	\$137,824.25	\$542.34
KOZOPAS	ROBERT	Environmental Planning Manager	\$139,301.17	\$871.20
KRAFT	KEN	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$115,301.07	\$437.00
KRAMBERGER	MIKE	Section Manager, Outage	\$141,105.57	\$633.36
KRAMER	STUART	Sr. Advisor, Health & Safety	\$107,257.72	\$801.86
KRANE	RON	Authorized Nuclear Operator	\$195,398.98	\$670.02
KREJCIK	PAUL OTAKAR	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$104,639.94	\$452.80
KRENTZ	GORD	FLMa, Civil I Cranes	\$111,551.16	\$461.52
KRETZ	STEPHEN	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$111,683.57	\$500.34
KROFT	JOHN	SM, Rotating Equipment	\$108,853.56	\$567.00
KRUEGER	JOHN	Authorized Nuclear Operator	\$120,488.29	\$627.15
KRUKOWSKI	MICHAEL	Section Manager, Scheduling	\$127,937.62	\$839.52
KRUPOP	CHARLENE	Chemical Technician	\$144,448.41	\$532.50
KRUPPA	DOUG	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,704.35	\$432.00
KRUUSI	OSMO	Cost & Scheduling Technician	\$103,914.63	\$414.48
KUBICKI	T. W.	FLM, Control/ Mechanical	\$106,020.14	\$542.34
KUBICKI	TODD THOMAS	System Window Coordinator	\$112,184.14	\$455.50
KUCIKS	JOHN	Field Shift Operating Supervisor	\$172,796.79	\$588.00
KUIPER	FRANK	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$122,676.09	\$394.70
KUKAVICA	CRAIG	Project Technician I - E & C	\$113,069.15	\$484.02
KUMAR	S.	Technical Engineer/ Officer	\$101,390.13	\$417.12
KUNG	JACK	Shift Site Supervisor	\$119,811.72	\$559.34
KUNG	PETER	Treasury Officer	\$101,042.16	\$573.36
KUNKEL	PAUL	Director, Risk & Assurance	\$176,784.45	\$15,439.89

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
KUNTZ	GARY	Certified Unit "O" Ctrl Room Operator	\$148,562.41	\$581.52
KUPPA	MAHESH	Analyst - Information Systems	\$106,453.21	\$474.00
KUSIO	EDWARD	Shift Control Technician	\$119,866.71	\$454.50
KVALTIN	D. F.	FLM, Control/ Mechanical	\$166,417.55	\$600.00
KWAK	SUNG KWON	Technical Engineer/ Officer	\$103,522.76	\$393.36
KWAN	FRANCIS CHUN SHU	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$105,530.41	\$567.36
KWAN	HOWARD	Shift Control Technician	\$100,597.14	\$466.50
KWAN	LEO	Day Ahead Coordinator - Water Resources	\$117,710.42	\$606.00
KWAN	LUKE	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$113,145.72	\$573.36
KWAN	TERRY	Mechanical Maintainer Journeyman	\$101,678.82	\$380.16
KWONG	MARIA	Manager, Taxation	\$116,671.67	\$506.88
LAAKSO	TARMO	Technologist - Control (Ts)	\$105,203.99	\$770.49
LABATT	JOHN	Work Coordinator	\$136,162.06	\$509.52
LABELLE	JEFF	FLM, Inspection & Maintenance	\$137,667.16	\$534.00
LABELLE	PIERRE	Supervising Nuclear Operator	\$120,339.70	\$527.52
LABINE	BERNIE	Section Manager, Maintenance	\$134,981.49	\$576.00
LABRIE	BARRY	Protection & Control Technologist	\$101,324.36	\$656.46
LABUZ	J. H.	Supervising Nuclear Operator	\$130,285.51	\$463.98
LACHANCE	JOHN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$105,253.27	\$1,183.45
LACIVITA	KEN	Director, Electricity Trading	\$319,246.48	\$1,724.76
LACOUR	PAUL	Shift Site Supervisor	\$125,535.63	\$559.34
LADOUCEUR	MICHAEL	Nuclear Operator	\$104,117.47	\$429.00
LAFANTASIE	PETER MICHAEL	Section Manager	\$110,284.98	\$554.26
LAFAVE	JOHN	Site Project Technician, Elec. & Cntrl	\$130,200.68	\$947.54
LAFLEUR	DAN	Senior Technical Specialist	\$109,579.00	\$585.36
LAFLEUR	DONALD	Level 1A Operator	\$125,335.13	\$542.34
LAFONTAINE	PAUL	Asset & Technical Services Manager	\$121,167.50	\$784.08
LAGACE	PAUL	Shift Control Technician	\$117,366.09	\$380.58
LAGAN	GARY	Section Manager, Outage	\$119,694.32	\$2,172.06
LAHAIE	GUY	Mechanical Maintainer Journeyman	\$103,813.55	\$380.16
LAHAYE	A. W.	Work Coordinator	\$128,503.80	\$525.00
LAHT	WALTER	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$136,311.13	\$0.00
LAI	BOR NIAN	Sr. Technical Eng./ Officer	\$103,382.41	\$531.36
LAI	LENNY	Sr. Specialist - Compl./ Mkt Monitoring	\$101,420.41	\$570.80
LAI	LIANG	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$118,346.20	\$343.00
LAITY	SCOTT	Mechanical Maintainer Journeyman	\$120,343.31	\$432.00
LAJEUNESSE	BRIAN	Shift Control Technician	\$101,999.11	\$454.50
LAKE	IAN	Mgr., Perf Impr. & Nuc. Oversight (PINO)	\$109,578.30	\$762.30
LAKE	TONY	Inspection & Maintenance Technician II	\$112,530.95	\$334.62
LALONDE	DARWIN	Major Panel Operator	\$101,176.82	\$409.86
LALONDE	MARC	Supervising Nuclear Operator	\$115,332.02	\$527.52
LALONDE	PHILIPPE	Senior Shift Control Technician	\$115,790.04	\$466.50
LALOR	S. E.	Work Week Leader	\$116,639.38	\$606.00
LAM	FRANK	Section Manager, Reactor Design	\$147,628.92	\$823.68
LAM	WEI-HING	Project Manager, Field Campaigns	\$160,191.93	\$529.50
LAMARCHE	E. G.	Control Maintenance Assessor	\$104,092.46	\$485.52
LAMARCHE	JEAN RODOLPH	Shift Control Technician	\$109,393.34	\$454.50
LAMB	BRUCE	First Line Manager, Security	\$116,118.76	\$893.49
LAMB	GEOFFREY	Mechanical Maintainer Journeyman	\$103,579.57	\$432.00
LAMBDEN	GREG	Unit Operator	\$127,715.77	\$444.00
LAMBERT	CRAIG	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$102,468.62	\$849.74
LAMBERT	JOHN	Section Head - Information Mgmt	\$121,997.94	\$360.50
LAMBLEY	KEVIN	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$109,120.29	\$540.45
LAMONT	AL G.	Nuclear Operator	\$100,324.13	\$429.00
LANCE	THOMAS	Section Manager, Maintenance	\$119,576.81	\$506.88

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
LANDON	WILLIAM	Project Leader II	\$127,763.61	\$579.36
LANE	LEE	Section Manager, Operations Programs	\$187,601.53	\$780.00
LANGFELD	HEATHER	Program Manager, Health & Safety	\$101,978.63	\$501.60
L'ANGLAIS	JEAN MARC	Senior Training Officer, EP	\$115,617.27	\$513.36
LANTEIGNE	GUY	Field Shift Operating Supervisor	\$129,362.95	\$515.68
LANTING	WILLIAM	Financial Services Supervisor	\$112,643.09	\$645.36
LANTZ	BRUCE	Ironworker Foreman Construction	\$110,023.38	\$0.00
LANZON	FABRICIUS	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$136,614.33	\$114.84
LAPIERRE	JERRY	Level 1A Operator	\$127,953.19	\$542.34
LAPIERRE	NORM	Protection & Control Technologist	\$105,819.07	\$558.00
LAPOINTE	DAVID	Training Superintendent	\$107,951.28	\$752.40
LAPOINTE	MARCEL	Shift Control Technician	\$104,942.31	\$466.50
LAPP	STEVE	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$131,107.89	\$444.36
LAPRAIRIE	CLAUDE	Site Project Engineer/ Officer	\$136,215.14	\$479.34
LARATTA	ED	Superv., Environment Studies/ Assmt	\$119,262.67	\$612.00
LARIN	PAUL	Project Tech. II - E & C	\$109,162.36	\$413.34
LARRUE	YVES	Manager	\$115,110.68	\$784.08
LARSEN	PETER	River Control Supervisor	\$122,973.29	\$542.34
LARSON	TELFORD	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$103,338.74	\$1,101.62
LASKOWSKI	TED	Trades Supervisor - Maintenance	\$149,536.41	\$595.86
LAST	MARK	FLM, Control/ Mechanical	\$128,904.19	\$570.00
LATIMER	ROBERT	SM, Secondary Systems	\$121,636.21	\$836.40
LAU	CAM	Chemical Technician	\$124,056.90	\$465.00
LAU	MERCY	I.T. Program/ Service Manager	\$109,644.34	\$491.04
LAU	MING	Senior Technical Expert	\$149,563.56	\$612.00
LAU	THOMAS	SM, Mechanical Equipment	\$115,406.03	\$784.08
LAU BARTON	DOROTHY	Sr. Business Dev. Engineer/ Officer	\$107,052.07	\$627.36
LAUGHLIN	STEVE	FLM, Construction	\$113,921.19	\$512.16
LAURENTI	FOSCO	Shift Control Technician	\$112,873.89	\$454.50
LAURICH	R. J.	FLM, Control/ Mechanical	\$132,364.15	\$582.00
LAUTER	DAVID	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$113,674.86	\$413.82
LAVALLE	LARRY	River Control Supervisor	\$109,860.46	\$542.34
LAVECHIA	ROD	Electrician Construction	\$110,221.25	\$0.00
LAVENDER	LARRY	Trades Supervisor - Maintenance	\$113,137.44	\$553.50
LAVERDURE	JOHN	Senior Shift Control Technician	\$132,224.44	\$529.50
LAVIGNE	JOSEPH	Sr. Technical Eng./ Officer	\$109,255.16	\$1,082.26
LAVIOLETTE	BRUCE R.	Ironworker Construction	\$117,942.41	\$0.00
LAVOIE	JIM	Unit Operator	\$105,014.56	\$444.00
LAWRENCE	BILL	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$133,829.47	\$897.00
LAWRENCE	PAUL	SM, Licensing & Assmt	\$124,819.47	\$839.52
LAWRENCE	STEPHEN RONALD	SM, Mech & Civil Design	\$117,878.52	\$838.16
LAWRIE	JAMIE	Manager, Design Projects	\$141,254.47	\$308.88
LAWROW	TONY	Unit Operator	\$115,470.32	\$444.00
LAWRYNOWICZ	TED	Senior Design Engineer	\$110,746.87	\$528.00
LAZETTE	BERNARD	Civil Maintenance Assessor	\$102,984.50	\$437.52
LE	THO DIEN	Section Mgr., Env. Support & Services	\$108,606.41	\$760.32
LE BLANC	BERNIE	FLM, Control/ Mechanical	\$141,954.22	\$542.34
LEACH	IAN	Production Supervisor - Technical	\$102,420.05	\$558.00
LEACH	SEAN	Authorized Nuclear Operator	\$158,712.56	\$653.97
LEAVITT	RANDY	Director, Project Support	\$170,188.25	\$733.92
LEBEDICK	ROB	Nuclear Operator	\$104,767.62	\$425.34
LEBLANC	JACQUES	Training Tech. - Control Maintenance	\$122,617.98	\$515.46
LEBRASSEUR	DAVID	Sr. Protection & Control Technologist	\$108,465.26	\$571.50
LECA	CLEM	Work Coordinator	\$130,597.39	\$510.00
LECHNAR	DONALD C.	Vice President, Pricing & Structure	\$626,658.14	\$767.44

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
L'ECUYER	CLAY	FLM, Control/ Mechanical	\$145,245.57	\$576.00
LEDRESSAY	GEORGE	Day at Hand Market Operator	\$117,479.81	\$580.50
LEDRESSAY	ROGER	Lead Auditor - Code Compliance	\$127,830.65	\$708.00
LEDREW	L. G.	Field Shift Operating Supervisor	\$136,970.47	\$558.00
LEDWARD	MICHAEL	Major Panel Operator	\$101,817.31	\$454.50
LEE	CHEVIN TZE WONG	SM, Thermal Hydraulics & Assmt	\$118,596.98	\$815.76
LEE	HAN-PING	Senior Technical Specialist	\$108,471.10	\$538.56
LEE	JOHN	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,658.46	\$435.60
LEE	JOHN	Manager, Liquidity & Foreign Exchange	\$130,909.79	\$285.12
LEE	KAM MAN	Mechanical Maintainer Journeyman	\$101,816.92	\$444.00
LEE	M. J.	FLM, Civil Maintenance	\$108,676.99	\$473.52
LEE	MARTIN	Sr. Technical Eng./ Officer	\$101,087.91	\$480.48
LEE	PETER	Sr. Technical Eng./ Officer	\$104,203.55	\$513.36
LEE	RAY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$106,985.65	\$546.00
LEE	STEPHEN P.	Project Manager	\$142,309.60	\$879.12
LEE	TERRY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$106,927.06	\$508.14
LEEDER	LEONARD	Director, Services	\$201,898.68	\$1,219.68
LEEKHA	RAJEEV	Sr. Technical Eng./ Officer	\$108,886.87	\$486.00
LEES	GRAEME	Unit Operator	\$110,061.46	\$444.00
LEGGETT	STEVE	Level 1A Operator	\$118,187.73	\$542.34
LEHMAN	JEFF	Section Manager, Special Safety Sys.	\$128,418.95	\$549.12
LEHOVICH	TERRY	Protection & Control Technologist	\$101,150.56	\$633.29
LEIGHTON	GORDON	Project Manager, CMR	\$138,520.08	\$910.80
LEILABADI	ALI	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$104,809.80	\$543.36
LEINONEN	PAUL JOHANNES	Senior Design Engineer	\$107,006.35	\$564.00
LEISMASTER	JACK	Mechanical Maintainer Journeyman	\$100,384.30	\$432.00
LEITCH	JIM	Mechanical Maintainer Journeyman	\$145,329.74	\$451.00
LEITH	DAVID	Level 1A Operator	\$105,297.58	\$542.34
LEITH	GRAHAM	Products & Serv. Design & Delivery Mgr.	\$117,193.03	\$528.00
LEJAMBE	RAYMOND	Thermal Technologist	\$107,497.95	\$440.22
LEKSINSKI	PAUL	Shift Supervisor In Training	\$143,097.56	\$611.80
LEMAIRE	JOHN	Shift Site Supervisor	\$101,362.31	\$556.86
LEMIEUX	LIETTE	FLMa, Radiation Control	\$110,117.36	\$445.50
LEMIEUX	MANSEL J.	Boilermaker Foreman Const.	\$113,670.92	\$0.00
LEMKAY	KEVIN	Shift Supervisor In Training	\$111,222.83	\$639.36
LEMONT	JIM	Work Coordinator	\$151,743.68	\$594.00
LENARDUZZI	J.	SM, Fuel Handling MNTCE	\$121,666.40	\$815.76
LENJOSEK	JEFF	Section Head - Finance	\$115,729.87	\$582.00
LENNOX	KEITH	FLMa, Civil II	\$110,318.16	\$444.36
LEON	DAN	Section Manager, Projects	\$123,960.11	\$831.60
LESAUVAGE	PHILIP	Manager, Site Public Affairs	\$115,947.84	\$522.72
LESIUTA	STEVEN	Manager, Commercial & Channel Sales	\$175,442.21	\$7,549.46
LETTIS	DANA	System Window Coordinator	\$129,549.13	\$459.36
LEUNG	DEREK	Sr. Advisor, Business Development	\$104,164.07	\$612.00
LEUNG	HELEN	Sr. Advisor, LLW Disp. Safety Assmt	\$101,390.07	\$594.00
LEUNG	JOSEPH	Sr. Technical Eng./ Officer	\$147,478.28	\$564.00
LEUNG	KIT	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,513.69	\$537.36
LEUNG	PHILIP K.	Section Head - Finance	\$104,854.03	\$604.50
LEUNG	SAI KEUNG	Nuclear Operator	\$109,397.44	\$441.00
LEUNG	TOMY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$128,949.90	\$537.36
LEUNG	TONY	Supervising Information Analyst	\$122,423.87	\$264.00
LEVANEN	BARRY	Level 1A Operator	\$116,200.63	\$542.34
LEVESQUE	GERRY	Shift Unit Supervisor	\$130,648.09	\$400.62
LEW	A. G.	Manager, Radiation Protection	\$133,981.97	\$847.44
LEWANDOWSKI	PAUL	FGD Supervisor	\$115,226.94	\$513.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
LEWIS	D. J.	FLM, Facility Services, Corporate	\$113,899.01	\$736.56
LEWIS	DARRELL	Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$101,773.16	\$1,784.47
LEWIS	MICHAEL	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$110,354.78	\$558.00
LEWIS	NEIL	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$108,460.69	\$470.34
LEWIS	PETER	Authorized Nuclear Operator	\$133,249.37	\$654.47
LI	MING	Senior Design Engineer	\$102,570.71	\$451.44
LI	WILLIE	Sr. Technical Eng./ Officer	\$159,235.40	\$948.67
LIANG	SAM	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$107,208.81	\$594.00
LIEBROCK	DAVE	Performance & Testing Technologist	\$102,493.85	\$483.00
LIM	ANDY	Level 1A Operator	\$103,435.01	\$542.34
LIM	SONY	Manager, Real Estate Services	\$126,358.73	\$1,751.48
LINDSAY	G.	Project Technician I - Mech.	\$103,185.21	\$484.02
LINDSAY	GARY	Day at Hand Market Operator	\$141,615.95	\$596.64
LINDSAY	GEORGE WILLIAM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$111,795.03	\$444.00
LINDSAY	JAMES	Logistics Coordinator	\$107,154.65	\$624.00
LINDSAY	KEVIN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$110,324.32	\$1,103.46
LINKLATER	M. N.	Manager, EP/ Site Procurement	\$123,103.59	\$736.56
LINTNER	KEVIN	Senior Shift Control Technician	\$115,169.67	\$478.50
LIPHARDT	R. F.	First Line Manager, Security	\$111,765.84	\$465.36
LIPINSKI	ANDREW	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$113,779.78	\$470.34
LIPPERT	TERRY	Authorized Nuclear Operator	\$154,605.31	\$671.52
LISKA	FRANK	Sr. Advisor, Finance	\$106,253.93	\$618.00
LITTLE	BRUCE	FLM, Control/ Mechanical	\$104,019.61	\$558.00
LITTLEY	AL	Shift Operating Supervisor (Authorized)	\$170,215.90	\$833.30
LIU	ALEXANDER	Associate Design Engineer	\$100,225.47	\$403.92
LIU	DAVID	FLM - Maintenance	\$113,261.69	\$760.32
LIVINGSTONE	TRACY	Senior Credit Analyst	\$103,099.07	\$606.00
LIVSEY	DANIEL	Technical Engineer/ Officer	\$138,701.32	\$486.00
LLOYD	SHARON	Level I Operator	\$101,568.41	\$529.50
LO	KIN KAY	SM, Rad. Waste Trans. Design	\$111,465.27	\$651.36
LOBBEZOO	ROELANT	Sr. Technical Eng./ Officer	\$113,436.05	\$87.00
LOCHHEAD	GREGORY	Manager, Content Management	\$131,414.85	\$261.36
LOCKEY	KEVIN	Sr. Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$107,658.97	\$467.28
LOCKHART	KEN	Supervising Nuclear Operator	\$140,973.90	\$527.52
LOCOCO	BOB	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$102,003.41	\$531.84
LOFTUS	TOM	Sr. Site IT Champion	\$106,838.27	\$606.00
LOMAX	STEVE	Shift Control Technician	\$114,367.88	\$448.30
LONG	CHRIS	FLM, Civil Maintenance	\$103,651.64	\$462.00
LONG	CLAIR	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$106,592.96	\$0.00
LONG	FREDERICK	VP, Financial Planning Corp Finance	\$287,302.85	\$1,570.80
LONG	KARY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$101,637.17	\$915.04
LONG	MIKE	Mechanical Maintainer Journeyman	\$123,407.58	\$380.16
LONG	TIM	Authorization Training Supervisor	\$214,327.75	\$680.56
LONGMIRE	DANIEL	Project Leader II	\$117,005.55	\$481.14
LONGMORE	MERVYN	FLM, Construction	\$105,165.47	\$373.12
LONGO	F. R.	Sr. Technical Eng./ Officer	\$103,493.49	\$513.36
LOPES	O. A.	Shift Control Technician	\$116,494.21	\$466.50
LOPEZ	ELIZABETH	Manager, General Training & Support	\$141,017.11	\$942.48
LOTHMAN	EDWARD	Authorized Nuclear Operator	\$189,735.20	\$654.47
LOTOSKI	JOHN	Manager, Regulatory Affairs	\$149,190.53	\$926.64
LOUBIER	CHRIS	Coal Plant MEO Journeyman	\$104,235.70	\$381.84
LOUBIER	NORM	Waterworker 3	\$109,647.12	\$1,130.46
LOUGHEED	MARTIN	Control Room Shift Supervisor	\$175,439.17	\$727.86
LOUGHRAN	MARK	Director, Nuclear Integration	\$124,091.84	\$0.00
LOUGHREY	SHAWN	Mechanical Maintainer Journeyman	\$114,028.10	\$432.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
LOUIE	ELEEN	Section Head - Finance	\$105,131.07	\$618.00
LOVE	JOHN	Supervising Nuclear Operator	\$105,219.22	\$527.52
LOVELAND	GLENN	Shift Control Technician	\$114,157.81	\$472.14
LOVERIDGE	CHARLES	Certified Unit "O" Ctrl Room OIT - NO	\$124,978.10	\$559.50
LOVERING	JOHN	FLM - Large Facilities	\$116,847.89	\$565.00
LOWES	GARY R.	Shift Control Technician	\$107,694.03	\$454.50
LUCAS	PATRICK	Sr. Advisor, Op. Experience (OPEX)	\$135,706.88	\$495.00
LUCENTE	JOHN	Project Site Manager	\$116,400.43	\$8,639.35
LUCHFORD	WILLIAM	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$123,620.19	\$529.50
LUDGATE	PETER	Authorized Nuclear Operator	\$155,678.58	\$651.75
LUDLOW	R. F.	Manager, Design Projects	\$139,918.20	\$902.88
LUDWINSKI	R. S.	FLM, Control/ Mechanical	\$116,830.35	\$582.00
LUEHMANN	PERRY	Painter Foreman - Const.	\$123,275.70	\$0.00
LUFFMAN	J. S.	Control Room Shift Operating Supervisor	\$192,206.13	\$686.40
LUI	KIN FAI	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$148,920.76	\$542.34
LUK	JOE	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$145,074.07	\$477.80
LUKAS	RICK	FLM, Control/ Mechanical	\$161,736.91	\$594.00
LUMBIS	ALLAN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$109,351.63	\$464.64
LUMSDEN	D. S.	Senior Shift Control Technician	\$117,379.29	\$542.34
LUNDY	ERROLL	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$117,403.99	\$440.88
LUPTAK	STEVE	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$101,733.94	\$446.34
LUX	BOB	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$102,940.21	\$390.72
LYLE	MARY JANICE	Manager, Human Resources	\$121,607.44	\$831.60
LYNCH	KELLY	Customer Billing Officer	\$108,408.78	\$2,529.90
LYNCH	PAUL	Engineer/ Tech. Office - Water Mgmt	\$101,146.93	\$543.36
LYNE	JACK	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$103,302.27	\$1,103.46
LYNETT	JIM	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$104,628.05	\$519.84
LYNG	ROB P.	Mgr., Environment & Managed Systems	\$135,070.44	\$293.04
LYNN	TIM	Major Panel Operator	\$101,578.60	\$465.84
LYONS	MIKE	Shift Production Technician - Chemical	\$100,679.39	\$418.68
LYSEYKO	DONNA	Sr. Advisor, Workforce Planning	\$113,040.34	\$266.64
MABRAIDPOULOS	ZAHARIS	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$154,464.65	\$459.36
MACADAM	KEN	Project Technician I - Civil	\$105,539.46	\$509.52
MACALISTER	JOHN	Senior Financial Analyst	\$104,918.86	\$594.00
MACALPINE	DAVE	Section Manager, Training	\$116,734.61	\$838.86
MACARTHUR	W. N.	Section Manager, Maintenance	\$123,080.35	\$606.00
MACAULAY	DAVE	Unit Operator	\$119,871.77	\$444.00
MACBAIN	NORMAN	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$121,880.68	\$542.34
MACDIARMID	DAVID	SM, Radiation Protection Programming	\$104,552.36	\$744.48
MACDONALD	BRYON	Trades Supervisor - Maintenance	\$110,623.60	\$550.86
MACDONALD	CHARLIE	Lead Auditor - Code Compliance	\$127,723.20	\$2,798.74
MACDONALD	DON	Shift Control Technician	\$101,315.88	\$454.50
MACDONALD	DONNA	SM, Reactor Safety Support	\$116,453.18	\$601.48
MACDONALD	GLEN	Manager, Chemistry/ TRF	\$181,771.74	\$950.40
MACDONALD	GLENN	Section Mgr., Oper. Proc. & Standards	\$126,871.56	\$290.40
MACDONALD	JOHN	Mechanical Maintainer Journeyman	\$102,130.91	\$432.00
MACDONALD	JOHN A.	Shift Control Technician	\$131,324.13	\$454.50
MACDONALD	MIKE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$112,903.95	\$465.96
MACDONALD	RANDY	Regional Maintainer - Civil	\$104,966.51	\$405.00
MACDONALD	ROBERT	SM, Functional Support	\$112,138.40	\$768.24
MACDONALD	ROBERT	Authorization Training Supervisor	\$184,987.50	\$738.00
MACDONALD	S. C.	Civil Maintainer I Journeyman	\$101,191.32	\$393.84
MACDONALD	SCOTT	Investment Manager	\$154,882.08	\$324.72
MACDONALD	WILLIAM	Mechanical Maintainer Journeyman	\$109,736.49	\$444.00
MACDOUGALL	FRANK	Manager	\$135,446.10	\$1,148.40

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MACDOUGALL	WILLIAM RANDOLPH	SM, Elect. & Control Design	\$127,059.75	\$564.00
MACDUFF	JOHN	ANOIT - Nuclear Operator	\$115,235.98	\$581.52
MACE	ROB	Cost & Scheduling Technician	\$106,230.20	\$414.36
MACEACHERON	R. J.	Manager, Nuclear Safety	\$131,452.65	\$596.56
MACFARLANE	DOUGLAS	Site Controller	\$113,256.97	\$760.32
MACFARLANE	JOHN	Tech. - Balancing Vibration & Noise	\$117,345.88	\$423.80
MACGILLIVRAY	EARL	Level 1A Operator	\$113,506.12	\$542.34
MACGREGOR	CAM	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$120,344.30	\$542.34
MACGREGOR	GEORGE	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$140,777.44	\$596.34
MACHACEK	ROBERT	Day at Hand Advisor (Shift)	\$143,277.80	\$669.36
MACIAG	ROBERT	Millwright Foreman - Construction	\$106,610.45	\$0.00
MACINTOSH	BRENT	Electrician Construction	\$133,880.50	\$0.00
MACINTYRE	BRIAN	Section Manager, Maintenance	\$117,474.41	\$815.76
MACISAAC	HOWARD	Unit Operator	\$105,223.22	\$418.02
MACKAY	STEVE	Manager, Head Office ESC	\$122,003.59	\$784.08
MACKENZIE	CHRIS	Section Manager, Maintenance	\$126,165.68	\$831.60
MACKENZIE	KEN	First Line Manager, Security	\$113,829.17	\$429.36
MACKIN	ROSS	ANOIT - Nuclear Operator	\$122,844.39	\$603.50
MACKINNON	JOHN	Nuclear Waste Operator	\$107,945.02	\$444.00
MACKLIN	JOHN	Authorized Nuclear Operator	\$147,294.55	\$652.86
MACLAREN	ROBERT	Project Manager, Electricity Production	\$113,990.18	\$773.28
MACLEAN	JAMIE	Coal Plant MEO Journey person	\$116,152.15	\$335.94
MACLEOD	DON	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$138,458.43	\$463.36
MACLEOD	GILLIAN	Senior Advisor - Business Development	\$103,228.07	\$606.00
MACMILLAN	DOUGLAS	Control Room Shift Operating Supervisor	\$193,204.97	\$750.00
MACMILLAN	PETER D.	Solicitor	\$164,358.04	\$1,061.28
MACMURRAY	DAVE	Shift Emergency Response Manager	\$107,492.87	\$516.08
MACPHEE	JOHN	Sr. Engineer, Civil/ Mechanical/ Elec.	\$102,695.07	\$514.80
MACPHERSON	RODERICK	FLM, Field Engineering	\$101,039.04	\$432.96
MACRITCHIE	MURRAY	FLMa, Radiation Control	\$131,653.95	\$529.50
MADALA	NOWROJI	SM, Elect. & Control Design	\$100,101.07	\$679.26
MAGEE	DAVE	Shift Production Technician - Planning	\$132,334.94	\$483.00
MAH	ANITA	Sec. Head, Crop. Accounting & Reporting	\$108,994.07	\$562.32
MAHARAJ	K.	Control Maintenance Assessor	\$108,092.30	\$485.52
MAHMOOD	TARIQ	Technical Engineer/ Officer	\$106,675.14	\$450.00
MAHONEY	THOMAS	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$110,921.75	\$924.38
MAIN	RICK	Production Supervisor - Technical	\$139,829.13	\$561.36
MAINGOT	JAMES	ANOIT - Nuclear Operator	\$106,021.64	\$534.60
MAJCHER	DEB	Senior Human Resources Officer	\$101,753.36	\$6,033.76
MAJEWSKI	JOHN	Control Maintenance Assessor	\$114,534.85	\$497.52
MAJEWSKI	KRZYSZTOF	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$131,164.25	\$422.40
MAJOOR	BRIAN	Supervising Nuclear Operator	\$104,746.85	\$541.50
MAKDESSI	GEORGE	Project Leader II	\$119,643.81	\$522.72
MAKI	ARTHUR	Controller, Pickering	\$135,416.66	\$290.40
MAKIMOTO	DERRICK	Supervising Nuclear Operator	\$102,556.47	\$527.52
MAKREVSKI	BOB	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$100,930.42	\$537.36
MALCOLM	GREGORY	Manager, Contract Management	\$112,130.13	\$752.40
MALEK	IMTIAZ	Manager	\$136,522.99	\$644.16
MALHOTRA	VINAY	Sr. Technical Eng./ Officer	\$110,161.40	\$537.36
MALKIEWICZ	T. A.	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$123,593.48	\$522.00
MALLETTE	GARRY	Shift Emergency Response Manager	\$138,108.59	\$820.35
MALO	ADELE S.	Vice President Law & General Counsel	\$397,143.97	\$3,979.20
MALONE	DAVID	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$102,116.88	\$1,677.19
MANJI	FAIZAL	Information Systems Analyst	\$103,979.59	\$486.00
MANJI	KURBANALI	Manager, Financial Analysis	\$149,825.39	\$966.24

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MANN	LARRY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$107,161.65	\$465.96
MANNERS	RICHARD	Shift Manager	\$190,288.23	\$792.00
MANNING	BRUCE	Senior Design Engineer	\$108,555.99	\$564.00
MANSELL	JON	Supervising Nuclear Operator	\$101,870.14	\$527.52
MANSFIELD	G. W.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$128,721.11	\$542.34
MANTOOTH	JOSEPH	Training Manager	\$249,625.78	\$1,158.52
MANTRO	SARJIWAN KUMAR	Senior Design Engineer	\$125,941.82	\$531.36
MANZ	ART	Training Superintendent	\$120,261.78	\$807.84
MARAH	SUZANNE	Technical Project Buyer	\$111,659.19	\$407.08
MARCH	JON	Heavy Duty Mechanic Foreman Const.	\$101,076.91	\$0.00
MARCHL	ERWIN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,733.94	\$432.00
MARCINKO	JOHN	Senior Risk Manager	\$141,104.35	\$570.24
MARCOTTE	HAROLD	Section Manager, Training	\$116,762.92	\$768.24
MARCUZZI	C. J.	Field Shift Operating Supervisor	\$110,164.70	\$542.34
MARCUZZI	RENZO	Director, Portfolio Optimization	\$268,929.30	\$1,386.00
MARCZAK	EVA	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$123,836.39	\$498.96
MARCZAK	JOHN	Section Manager, Projects	\$118,641.73	\$549.12
MARGERUM	BRUCE	Authorized Nuclear Operator	\$185,185.17	\$654.47
MARGINSON	BARRY	Inspection & Maintenance Technician II	\$126,822.32	\$446.34
MARIER	ROBERT	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$145,587.08	\$546.00
MARINESCU	SORIN	SM, Mechanical Equipment	\$117,512.98	\$432.96
MARINO	ARMANDO	Shift Site Supervisor	\$130,538.21	\$559.34
MARKOWSKI	BRIAN DOUGLAS	Section Mgr., Component Engineering	\$109,939.76	\$480.48
MARREN	MARLENE	Electrician Foreman Const.	\$104,257.15	\$0.00
MARSDEN	GRANT	Production Supervisor - Shift	\$132,218.57	\$606.00
MARSHALL	FLOYD	Shift Unit Supervisor	\$118,613.05	\$502.62
MARSHALL	KENNEDY	Sr. Advisor, Cost Integration	\$120,695.10	\$726.48
MARSHALL	LES	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$104,440.59	\$491.04
MARSHALL	RICK	Training Technician - Health Physics	\$107,734.35	\$515.46
MARTELLI	MIKE	Asset & Technical Services Manager	\$136,298.59	\$855.36
MARTIN	BRENT	Work Week Leader	\$103,624.20	\$522.00
MARTIN	DON	Waterworker 3	\$103,456.37	\$1,089.30
MARTIN	FLORENTIN	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$117,525.74	\$946.82
MARTIN	GARTH	SH, Interconnected Markets Settlements	\$106,220.07	\$618.00
MARTIN	JAMES	Section Manager, Programming	\$134,996.19	\$618.00
MARTIN	KENNETH	FLM, Inspection & Maintenance	\$134,734.58	\$549.70
MARTIN	KEVIN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$154,339.95	\$451.00
MARTIN	PAUL	Control Maintenance Assessor	\$116,104.65	\$497.52
MARTIN	RONALD	Production Supervisor - Shift Engineer	\$152,266.28	\$564.00
MARTIN	SCOTT	Director, Corporate Safety	\$164,669.39	\$1,005.84
MARTIN	TONY J.	FLM, Control/ Mechanical	\$115,611.31	\$542.34
MARTIN	TRUDY	Maintenance Specialist - Strategy	\$102,862.55	\$522.72
MARTINA	PAUL	FLM, Control/ Mechanical	\$118,435.82	\$506.88
MARUSKA	CARMINA	SM, Ht Transfer Equip. D & P	\$110,918.78	\$653.16
MARUSKA	RON	Manager, Env. (Darlington/ Pickering)	\$126,604.33	\$277.20
MARWAHA	SANT	FLM, Cost & Scheduling	\$119,623.79	\$946.09
MARYAN	ELIZABETH	Section Manager, System Engineering	\$103,032.53	\$689.04
MASALA	SERBAN	Shift Advisor, Technical Support	\$117,006.43	\$485.76
MASCIOLI	JOHN	First Line Manager, Operating	\$109,805.16	\$8,172.24
MASON	FRED	FLM, Chemical Laboratory	\$118,533.81	\$586.96
MASON	G. Z.	Senior Shift Control Technician	\$106,683.93	\$542.34
MASON	WESLEY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$111,164.22	\$529.50
MASSICOTTE	YVES	Unit Operator	\$129,536.26	\$444.00
MASTERS	HELEN	FLM, Control/ Mechanical	\$115,465.33	\$564.00
MASTORAKOS	JIM	Short Term Trader	\$122,349.23	\$651.36

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MASTROIANNI	JOE	FLM, Chemical Laboratory	\$103,544.51	\$511.50
MASURKEVITCH	DAVID	Major Panel Operator	\$103,871.33	\$465.84
MATEUS	JOE	Manager, Tech. Support & Svcs	\$134,766.45	\$594.00
MATHER	J. M.	FLMa, Nuclear Waste	\$123,723.84	\$513.84
MATHEUSIK	FRED	Unit Operator	\$110,729.16	\$444.00
MATHEW	KURIAN	Section Manager	\$120,189.07	\$594.00
MATHUR	GRISH	FLMa, Drafting - Electrical	\$103,902.08	\$500.34
MATHURIA	YOGESH	Sr. Technical Eng./ Officer	\$113,940.21	\$528.00
MATSUGU	RONALD	Supervising Project Engineer/ Officer	\$110,568.07	\$633.36
MATTHEWS	GLEN	Authorized Nuclear Operator	\$176,576.54	\$675.46
MATTHEWS	JOHN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$134,377.50	\$529.50
MATTHEWS	RICHARD	FLM, Control/ Mechanical	\$137,215.60	\$606.00
MATUSIAK	FRANK	Shift Control Technician	\$123,282.94	\$466.50
MATUSOFF	MIKE	Manager, Retail Settlements	\$121,975.74	\$784.08
MATYUSKA	FRANK	Unit Operator	\$102,988.08	\$444.00
MAUGHAN	DEBI	Sr. Advisor, Fin. Policy & Reporting	\$104,146.07	\$612.00
MAUTI	JOHN	Director, Accounting	\$123,008.63	\$327.36
MAVES	ROBERT	Shift Control Technician	\$114,641.28	\$454.50
MAXIM	ALEX	Sr. Technical Eng./ Officer	\$106,076.85	\$451.44
MAY	NEIL	Authorized Nuclear Operator	\$153,381.58	\$664.52
MAYBURY	JOHN MATTHEW	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$133,394.03	\$470.34
MAZZA	MARIO	Section Head	\$111,829.07	\$639.36
MCALISTER	RON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$104,015.17	\$451.44
MCALMONT	FRED	Sr. Technical Eng./ Officer	\$133,811.83	\$552.00
MCALPINE	DAVE	Supervising Nuclear Operator	\$114,346.67	\$527.52
MCANULTY	CAROLYN	Senior Staffing Strategist	\$108,083.45	\$714.46
MCANULTY	PATRICK	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$138,738.23	\$0.00
MCARTHUR	KATRINA	Team Leader - Income Protection	\$101,939.19	\$464.64
MCARTHUR	RON	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$123,984.81	\$444.00
MCARTHUR	SCOTT	Real-Time Trader (Shift)	\$140,746.50	\$1,003.98
MCASLAN	ALEXANDER	Electrician Foreman Const.	\$143,504.12	\$0.00
MCAULAY	WAYNE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,409.26	\$432.00
MCAULEY	DEREK	Section Mgr., Process Scheduling	\$107,340.79	\$784.08
MCBRIDE	DENIS	Section Manager, Site Security	\$125,244.76	\$823.68
MCBRIDE	DOUG	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$126,448.18	\$529.50
MCBRIEN	GORD	Dir., Strategic Business Relationships	\$195,531.47	\$1,013.76
MCCABE	BOB	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$124,009.01	\$529.50
MCCABE	C.	FLM, Field Engineering	\$131,219.86	\$542.24
MCCABE	DAN	Project Manager, Field Campaigns	\$143,713.01	\$576.00
MCCABE	GREGG	Section Manager	\$114,920.41	\$264.00
MCCALL	R.	Electrician Construction	\$108,100.54	\$0.00
MCCALLUM	BOB	Shift Control Technician	\$125,975.95	\$466.50
MCCALLUM	DANIEL	Boilermaker Foreman Const.	\$100,139.27	\$0.00
MCCALLUM	DENIS	Vault Supervisor	\$104,440.13	\$68.00
MCCANN	JOHN G.	Plant Manager, Lennox GS	\$170,520.02	\$11,452.37
MCCARTHY	B. M.	Shift Control Technician	\$111,542.44	\$454.50
MCCARTHY	ERIC JOHN	Mgr., Products & Services Development	\$160,329.28	\$950.40
MCCAULEY	ROSETTI	Sr. Analyst, Marketing/ Cust. Analysis	\$120,074.33	\$558.00
MCCLUGHAN	ADRIAN	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$111,358.74	\$453.18
MCCOLM	WILLIAM	Shift Control Technician	\$111,485.82	\$454.50
MCCOMB	THOMAS	Civil Maintainer I Journeyperson	\$102,153.18	\$405.00
MCCONNELL	JOHN	Cost & Scheduling Technician	\$104,666.25	\$471.00
MCCONVILLE	BRIAN F.	Business Manager	\$143,008.46	\$871.20
MCCORD	ROSS	Authorized Nuclear Operator	\$167,349.97	\$654.43
MCCORMACK	W. L.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$108,378.54	\$542.34

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MCCORMICK	GEORGIA	Senior Human Resources Officer	\$118,840.65	\$8,321.89
MCCORMICK	MARK	Certified Unit "O" Ctrl Room OIT - NO	\$113,504.25	\$559.50
MCCRACKEN	RAY	FLMa, Radiation Control	\$110,338.66	\$542.34
MCCUAIG	MURRAY	Trades Supervisor - Maintenance	\$108,016.77	\$1,358.84
MCCULLOCH	LARRY	Shift Control Technician	\$105,792.19	\$399.96
MCCUTCHEON	ROBERT	Supervising Nuclear Operator	\$123,574.75	\$527.52
MCDANIEL	JAMES	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$157,574.87	\$542.34
MCDERMID	BRUCE	Shift Control Technician	\$145,452.40	\$396.22
MCDERMOTT	BRUCE	Supervising Nuclear Operator	\$101,717.54	\$489.50
MCDONALD	CHRIS	Project Tech. II - E & C	\$107,321.20	\$413.34
MCDONALD	DONALD	SM, Radioactive Mtrl Transp. Equip.	\$121,173.17	\$815.76
MCDONALD	DUANE	Shift Control Technician	\$100,065.85	\$454.50
MCDONALD	HUGH	Authorization Training Supervisor	\$165,384.35	\$717.06
MCDONALD	JOHN	Section Manager	\$110,097.40	\$549.12
MCDONALD	JORDON	FLM, Inspection & Maintenance	\$139,702.21	\$470.84
MCDONALD	R. G.	Section Manager, Training	\$113,464.54	\$752.40
MCDONNELL	P. B.	Control Room Shift Supervisor	\$208,092.39	\$777.36
MCDOUGALL	GUS	Unit Operator	\$120,236.75	\$444.00
MCDOWELL	RON	FLMa, Civil II	\$106,190.68	\$432.36
MCEACHERN	DAN	Plant Programming Coordinator	\$102,256.07	\$594.00
MCELWAIN	MIKE	Certified Unit "O" Ctrl Room Operator	\$160,065.09	\$596.34
MCEWAN	WILLIAM	Section Manager	\$135,149.24	\$559.68
MCEWEN	BOB	FLM - Large Facilities	\$121,025.24	\$760.32
MCEWEN	TOM	Logistics Coordinator	\$132,437.74	\$0.00
MC FARLANE	DONNA	Director, Nuclear Public Affairs	\$167,515.06	\$1,085.04
MC FARLANE	MICHAEL	SM, Fuel Handling MNTCE	\$123,154.99	\$823.68
MC GEE	BRIAN E.	Vice President, Nuclear Operations	\$222,057.62	\$1,401.54
MC GEE	JIM	Maintenance Specialist	\$122,377.88	\$609.00
MC GHEE	G.	FLM, Civil Maintenance	\$112,551.58	\$468.00
MC GILL	BRIAN	Authorized Nuclear Operator	\$159,973.28	\$654.47
MC GILL	R. S.	Authorized Nuclear Operator	\$150,874.65	\$672.74
MC GILLIS	R.	Manager, Safety Strategy	\$128,700.27	\$815.76
MC GINTY	DEREK	Regional Maintainer - Mechanical UTS	\$101,307.82	\$542.34
MC GRATH	D. J.	FLM, Control/ Mechanical	\$157,378.00	\$588.00
MC GREGOR	T. A.	Planning Specialist	\$112,536.67	\$471.00
MC GUIGAN	KEN	Section Manager, Training	\$133,165.51	\$910.80
MCHALE	J.	System Window Coordinator	\$151,458.72	\$660.00
MCILROY	NANCY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$105,940.88	\$390.72
MCINTEE	JOHN	Controller - Darlington	\$151,451.04	\$654.72
MCINTOSH	KERRY	SM, Scheduling Support	\$104,736.57	\$576.00
MCINTOSH	ROGER	Mechanical Maintainer Journey person	\$101,777.14	\$444.00
MCINTYRE	DAVID	Shift Control Technician	\$100,862.37	\$416.52
MCKAY	RANALD	Project Leader II	\$102,678.69	\$567.36
MCKAY	ROB	Shift Control Technician	\$133,370.05	\$399.96
MCKAY	STEPHEN	Project Tech. II - E & C	\$106,110.79	\$416.34
MCKEE	DAN	Logistics Coordinator	\$109,277.18	\$528.00
MCKENNA	GERALD	Environmental Advisor	\$102,459.07	\$579.36
MCKENZIE	DOUGLAS	Senior Technical Specialist	\$123,509.40	\$552.00
MCKEOWN	LAWRENCE	Shift Control Technician	\$110,918.93	\$466.50
MCKEOWN	PAUL	FLM, Construction	\$149,705.54	\$955.01
MCKINLAY	BILL	Sr. Empl. Comm. & Pub. Affairs Advisor	\$100,422.22	\$558.00
MCKNIGHT	CHRIS	Shift Production Technician - Chemical	\$104,910.52	\$465.00
MCKNIGHT	WILLIAM	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$113,952.21	\$881.52
MCLACHLAN	STEPHANIE	First Line Manager, Security	\$102,187.96	\$422.40
MCLACHLIN	ANDY	Authorized Nuclear Operator	\$187,258.51	\$651.75

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MCLAREN	JOHN	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$112,196.19	\$0.00
MCLAUGHLIN	MUNDY	Director, Diversity & Ombudsman	\$124,399.05	\$285.12
MCLAUGHLIN	PAUL	Certified Unit "O" Ctrl Room Operator	\$150,940.52	\$581.52
MCLAUGHLIN	RONALD	Shift Unit Supervisor	\$108,212.67	\$542.34
MCLEAN	JOHN AUBREY	SM, Mech & Civil Design	\$117,337.61	\$807.84
MCLEISH	DAVID	Project Technician I - Mech.	\$101,968.74	\$484.02
MCLEISTER	A. W.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$117,735.48	\$529.50
MCLEOD	BRIAN	Trades Supervisor - Maintenance	\$102,239.49	\$547.86
MCLEOD	DAVE	Prod. Superv. - Common Facilities Op.	\$109,252.72	\$491.04
MCLEOD	GLEN	Shift Site Supervisor	\$123,316.29	\$556.86
MCLEOD	MARK	ANOIT - Nuclear Operator	\$114,251.76	\$607.50
MCLEOD	N. E.	Supervising Nuclear Operator	\$128,133.70	\$541.50
MCLEOD	RICHARD	Shift Control Technician	\$108,235.18	\$466.50
MCLIN	JOHN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$112,583.43	\$444.00
MCMAHON	ALDA	Manager, Human Resources	\$141,876.91	\$575.52
MCMAHON	DAVID	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$118,976.69	\$437.00
MCMAHON	JON	FLM - Operating Units	\$103,854.16	\$512.16
MCMANUS	BARRY	FLM, Construction	\$155,091.03	\$612.00
MCMANUS	DAVID	SM, Procurement Engineering	\$115,840.41	\$506.88
MCMANUS	J. D.	SM, Operations & Maintenance	\$116,899.41	\$737.88
MCMANUS	KIRK	Shift Control Technician	\$108,843.24	\$466.90
MCMEEKIN	MORGAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$109,005.53	\$444.00
MCMICHAEL	KELLY	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$104,751.38	\$391.50
MCMILLAN	DAN	Electrician Construction	\$118,257.22	\$0.00
MCMILLAN	GREGORY	Level 1A Operator	\$121,569.74	\$542.34
MCMILLAN	MEREDITH	Senior Shift Control Technician	\$109,715.98	\$466.50
MCMINN	SYD	Shift Unit Supervisor	\$114,379.99	\$542.34
MCMULLEN	DAVE	Production Supervisor, Technical Systems	\$111,404.59	\$261.36
MCNABB	BRADFORD	Electrician Construction	\$105,849.66	\$0.00
MCNAMEE	BRIAN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$121,211.09	\$652.08
MCNAUGHTON	GERRY	Field Shift Operating Supervisor	\$113,482.05	\$484.50
MCNEIL	PATRICK	Senior VP, Strategy & Support Nuclear	\$355,247.29	\$2,202.96
MCNEILL	ROBERT	Lead Auditor - Code Compliance	\$133,682.67	\$762.00
MCQUEEN	NANCY	Manager, Benefits Services	\$121,243.58	\$831.60
MCQUEEN	ROBERT	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$100,720.70	\$573.36
MCRAE	DANIEL	Civil Maintainer I Journeyperson	\$104,401.54	\$405.00
MCRAE	ERIC	Unit Operator	\$127,109.62	\$444.00
MCRAE	LINDA J.	VP, Nuclear HR & Employee Safety	\$226,763.83	\$1,330.56
MCWHIRTER	GEORGE	Shift Production Technician - Chemical	\$104,021.81	\$465.00
MEADE	RUSS	Shift Serviceworker (Thermal)	\$114,449.71	\$629.38
MEADS	WILLIAM	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$112,739.57	\$453.18
MEANEY	ANDRE	Section Manager, Systems	\$118,764.35	\$588.00
MEDD	WAYNE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$106,878.75	\$444.00
MEHROTRA	VISHNU	Sr. Technical Eng./ Officer	\$123,039.08	\$495.36
MELMER	JOHN	Project Manager	\$105,811.89	\$561.36
MELNYK	JOHN	Site Project Technician - Civil	\$115,821.12	\$469.50
MENARD	PAUL	Supervising Project Engineer/ Officer	\$101,282.07	\$594.00
MENDES	ARMANDO	Section Manager, Systems	\$109,372.85	\$546.00
MERAW	DAN F.	Director, Operations & Maintenance	\$256,978.77	\$456.72
MERCALDI	FRANCO	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$123,265.53	\$419.76
MERCATO	RAYMOND	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$110,760.81	\$1,103.46
MEROLA	FRANK	Supervising Nuclear Operator	\$115,946.91	\$491.52
MERTICK	MARK	Sect Mgr., TRF/ HW Ops & MNTCE	\$117,053.43	\$776.16
METHOT	DONNA	Supervising Nuclear Operator	\$108,321.18	\$541.50
MEYERS	SNICK	Senior VP Trading & Portfolio Mgmt	\$1,229,686.61	\$8,443.90

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MEYSNER	ANDY	Senior Technical Expert	\$126,408.71	\$633.36
MIAN	AZMAT	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$140,383.52	\$486.00
MIDDLETON	TOM	Control Maintenance Assessor	\$104,879.14	\$479.32
MIHALIC	NICHOLOS	Section Manager, Maintenance	\$107,405.80	\$744.48
MIKHAIL	ALBERT	Sr. Turbine Performance Testing Eng.	\$254,763.81	\$539.00
MILBURN	RIEL	Inspection & Maintenance Technician II	\$107,487.13	\$413.52
MILLER	ANDY	Level 1A Operator	\$115,544.03	\$542.34
MILLER	BRAD	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$111,091.41	\$900.54
MILLER	DON	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$102,235.09	\$480.78
MILLER	H. D.	HVAC Technician Supervisor	\$104,045.24	\$505.50
MILLER	JAMES	Work Coordinator	\$111,259.52	\$594.00
MILLER	JEFF	Technical Engineer/ Officer	\$100,243.64	\$372.24
MILLER	JENNIFER	Sr. Off., Human Perf. & Cap. Assurance	\$102,107.86	\$720.72
MILLER	JIM	FLM - Fuel, Ash & Site Services	\$107,526.50	\$552.00
MILLER	M. J.	Project Technician I - Mech.	\$143,401.84	\$509.52
MILLER	M. V.	Outage Manager	\$130,601.59	\$855.36
MILLER	R. E.	Supervising Project Engineer/ Officer	\$105,569.07	\$618.00
MILLER	T. W.	Authorized Nuclear Operator	\$147,192.39	\$653.97
MILLER	VAUGHAN	Production Supervisor - Technical	\$102,252.09	\$353.50
MILLION	DAVE	FLM, Civil Maintenance	\$131,340.77	\$501.36
MILLS	C.	Millwright Subforeman - Construction	\$115,607.43	\$0.00
MILLS	JOHN	FLM, Control/ Mechanical	\$106,017.67	\$529.50
MILLS	NORMA	Site Controller	\$104,048.21	\$7,690.99
MILLS	STEPHEN	Director, CIO Business Office	\$169,745.83	\$348.48
MILLS	WILLIAM	Authorized Nuclear Operator	\$159,443.02	\$583.17
MILLSON	BRAD	ANOIT - Nuclear Operator	\$114,349.48	\$607.50
MINEAULT	ED	Mechanical Maintainer Journeyman	\$102,886.23	\$432.00
MINIC	MILOS	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$128,211.92	\$454.08
MINOS	THOMAS	Work Week Leader	\$124,440.58	\$612.00
MINTZ	HOWARD	Project Manager	\$141,281.60	\$902.88
MIR	SYED N.	VP, Corp & Electricity Prod. Systems	\$230,119.52	\$435.60
MIRCEA	GEORGE	Project Tech. II - E & C	\$101,823.60	\$392.34
MIRECKI	JOHN	Assoc. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$107,011.70	\$406.56
MIRSKY	M. S.	Director, Product Structuring	\$177,103.42	\$1,021.68
MISKETIS	CHRIS	Project Leader II	\$137,120.07	\$528.00
MISRA	ARVIND	Shift Supervisor In Training	\$128,652.66	\$623.04
MISTAL	LANCE	Coal Plant MEO Journeyman	\$109,056.34	\$381.84
MISTELE	ELIZABETH JANE	Senior Technical Specialist	\$102,291.39	\$573.36
MITCHELL	ALEX	Work Coordinator	\$104,302.00	\$576.00
MITCHELL	GERRY	System Window Coordinator	\$157,047.76	\$663.78
MITCHELL	GRANT	Manager, Work Control	\$126,369.17	\$295.02
MITCHELL	JUDY ANN	Electrician Subforeman - Construction	\$109,432.16	\$0.00
MITCHELL	JULIE M.	VP, Labour Rel. & HR Bsns Strategy	\$237,337.60	\$1,393.92
MITCHELL	LAURENCE	FLM, Control/ Mechanical	\$111,032.04	\$558.00
MITCHELL	LESLIE	Senior Officer, Corrective Action	\$106,878.07	\$551.76
MITCHELL	NEIL A.	Manager, Plant Design Engineering	\$132,926.21	\$887.04
MITCHELL	R. KURT	Boilermaker Foreman Const.	\$128,833.61	\$0.00
MITCHELL	TED	Boilermaker Foreman Const.	\$106,788.90	\$0.00
MITCHELL	THOMAS	Site Vice President - Pickering B	\$679,477.12	\$2,802.88
MO	ALFRED	Product Manager	\$101,431.07	\$522.72
MOAR	TOM	Engineering Technologist - Fossil	\$100,851.48	\$990.38
MOECK	ANDY	Control Room Shift Supervisor	\$167,985.74	\$603.02
MOFFAT	DAVID AMBROSE BELL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$141,924.26	\$573.36
MOGHUL	KHALIL AHMED	Senior Design Engineer	\$116,178.05	\$546.00
MOH	KING	Sr. Technical Eng./ Officer	\$160,625.53	\$446.16

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MOHAMMED	WAZIR	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,419.59	\$380.16
MOHINDRA	J. K.	Section Manager, Technical Support	\$119,737.28	\$792.00
MOHUN	WILLIAM	Maintenance Specialist - Strategy	\$100,218.07	\$588.00
MOK	FRANK	Manager, Pension Administration	\$185,002.84	\$894.96
MOMBOURQUETTE	KEITH	Director, Nuclear Waste Projects	\$148,810.20	\$980.76
MONETTE	HARVEY	Shift Serviceworker (Thermal)	\$110,748.67	\$385.02
MONGER	WILLIAM	Day at Hand Advisor (Shift)	\$149,030.78	\$696.00
MONGIA	BOBBY	Power Marketer	\$117,454.07	\$588.72
MONGRAIN	BOB	Section Manager, Outage	\$176,996.81	\$681.36
MONTELEONE	MIKE	Project Leader II	\$124,522.71	\$546.00
MONTGOMERY	DAVE	Nuclear Operator	\$101,018.91	\$429.00
MONTGOMERY	DOUGLAS B.	Production Manager	\$132,888.08	\$2,331.96
MONTGOMERY	ROBERT	FLM, Control/ Mechanical	\$112,640.07	\$564.00
MOORE	ADAM	Shift Control Technician	\$117,664.82	\$399.96
MOORE	CLYDE	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$105,635.17	\$0.00
MOORE	DAVID	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$119,080.21	\$412.02
MOORE	G. W.	Work Week Leader	\$106,332.07	\$588.00
MOORE	GORDON	Site Project Engineer/ Officer	\$165,198.16	\$1,128.96
MOORE	JOHN	Manager, Design Projects	\$126,223.04	\$557.04
MOORE	NIGEL	Project Technician I - Mech.	\$125,279.84	\$503.52
MOORE	RON	Shift Manager	\$201,427.13	\$1,013.76
MOORE	TOM	Shift Control Technician	\$124,564.23	\$466.50
MOORE	WILLIAM	Shift Unit Supervisor	\$154,337.98	\$542.34
MOORTHY	MORTY	Vice President	\$138,340.28	\$462.00
MOOSAVI	HOUSAIN	Sr. Technical Eng./ Officer	\$118,792.60	\$435.60
MORAIS	JOSEPH	Senior Shift Control Technician	\$101,445.74	\$474.50
MORAN	ERIC	Training Superintendent	\$117,661.78	\$807.84
MORAN	WILLIAM	Supervising Nuclear Operator	\$106,182.94	\$526.28
MOREAU	DENIS	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$118,967.63	\$921.21
MORELAND	JIM	Production Manager	\$139,778.87	\$863.28
MORELLI	GEORGE	Nuclear Operator	\$132,088.69	\$441.00
MORGAN	AL	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$100,091.08	\$529.50
MORGAN	JOHN	Auditor/ Assessor	\$109,566.81	\$561.36
MORGAN	ROSS	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$124,325.23	\$1,676.08
MORGAN	WAYNE	Coal Plant MEO Journeyperson	\$104,840.76	\$381.84
MORGOCH	DAVE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$100,414.12	\$1,342.27
MORI	BRIAN	Advisor	\$104,612.24	\$7,704.91
MORIARTY	COLIN	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$113,838.59	\$413.82
MORIN	JERRY	Shift Control Technician	\$102,566.32	\$454.50
MORLEY	JIM	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$118,849.54	\$444.00
MORRA	ANTHONY	FLMa, Drafting - Mechanical	\$135,156.45	\$414.36
MORRILL	BRENT	SM, Electrical Systems	\$120,941.54	\$823.68
MORRISON	H. H.	Director, Nuclear Waste Operations	\$200,513.38	\$8,766.45
MORRISON	JACK	Supervising Nuclear Operator	\$149,992.42	\$527.52
MORRISON	JIM	Sr. Technical Eng./ Officer	\$125,170.62	\$564.00
MORRISON	ROBERT	Director, Operations & Maintenance	\$259,593.41	\$1,425.60
MORRISON	VANCE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$109,170.53	\$444.00
MORROW	LES	Section Manager, Cost Control	\$123,227.34	\$784.08
MORTIMER	DAVID	System Window Coordinator	\$134,589.63	\$576.00
MOSS	BOB	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$108,121.29	\$444.00
MOSTOW	DAVID	Shift Control Technician	\$101,139.34	\$454.50
MOURA	JOE	Field Shift Operating Supervisor	\$117,725.07	\$576.00
MUELLER	DAVID	Health Physicist	\$108,435.05	\$438.00
MUELLER	H. H.	Work Coordinator	\$100,848.05	\$501.60
MUELLER	HEINZ	Site Project Engineer/ Officer	\$130,912.96	\$616.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
MUFFO	JULIO	Senior Shift Control Technician	\$121,147.20	\$529.50
MUIR	DONALD	Technical Superintendent	\$122,493.54	\$823.68
MULHERON	KATHLEEN	Senior Information Systems Analyst	\$103,778.33	\$573.36
MULLAN	J.	Field Shift Operating Supervisor	\$134,697.61	\$506.88
MULLEN	STEVE	Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$124,277.45	\$2,151.66
MULLER	WULF	Shift Serviceworker (Thermal)	\$117,864.10	\$385.02
MULLIGAN	KYLE	Shift Control Technician	\$106,239.93	\$399.96
MULLIN	RAY	Manager, Materials Management	\$150,278.58	\$887.04
MULLINS	KEITH	Shift Outage Manager	\$118,135.73	\$485.76
MULVIHILL	G. D.	Supervising Nuclear Operator	\$105,760.47	\$527.52
MUNIZ	GUSTAVO	Shift Advisor, Technical Support	\$113,830.92	\$475.20
MUNRO	IAN	Section Manager, Power Equipment	\$137,597.68	\$815.76
MUNRO	M. D.	FLM, Control/ Mechanical	\$140,545.36	\$600.00
MUNSHI	VINOD	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$140,423.80	\$522.00
MURALIKRISHNAN	KAM	SM, Piping Components & Structures	\$109,020.53	\$250.80
MURDOCH	BRYAN J.	Vice President	\$240,000.05	\$0.00
MURDOCH	IAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$100,848.84	\$432.00
MURPHY	GERRY	Auditor/ Assessor	\$110,264.40	\$630.00
MURPHY	JOAN M.	Senior Advisor, Nuclear Governance	\$140,050.92	\$255.42
MURPHY	JOHN D.	Executive VP, Human Resources	\$493,066.67	\$2,837.52
MURPHY	MIKE	Unit Operator	\$110,171.12	\$444.00
MURPHY	PAUL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$100,852.87	\$432.00
MURPHY	RON	Inspection & Maintenance Technician II	\$121,994.94	\$446.34
MURPHY	TODD PATRICK	Boilermaker Foreman Const.	\$128,788.69	\$0.00
MURRAY	JOE	Shift Outage Manager	\$147,570.27	\$618.00
MURRAY	LEO	Waterworker 3	\$105,983.50	\$1,113.70
MURRAY	PETER J.	Plant Manager, Hydroelectric	\$167,397.52	\$1,780.07
MUSHYNSKI	TANYA	Solicitor	\$128,112.72	\$287.76
MUTHUSWAMY	SUKUMAR	Shift Supervisor In Training	\$119,158.44	\$645.36
MUZUMDAR	AJIT PANDIT	Technical Advisor, Engineering	\$127,530.64	\$627.36
MYERS	DAVE	Senior Specialist, Programming	\$101,474.97	\$579.36
MYERS	PAUL	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$110,215.10	\$435.50
MYERS	PAUL	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$101,248.51	\$446.16
MYKOLYSHYN	STEVE	Control Maintenance Assessor	\$107,912.95	\$497.52
MYLES	SCOTT	Shift Control Technician	\$121,428.50	\$450.34
NACCARATO	PAULETTE	Chemical Technician	\$149,586.88	\$534.06
NADEAU	KEN	Authorization Training Supervisor	\$154,518.04	\$732.00
NAEEM	MUHAMMAD	Sr. Technical Eng./ Officer	\$125,616.82	\$537.36
NAGORA	NEIL	Shift Production Technician - Planning	\$107,104.27	\$425.04
NAGY	KEVIN	Shift Control Technician	\$119,204.89	\$454.50
NAIRNE	MIKE	Technical Engineer/ Officer	\$109,947.97	\$393.36
NAPHAN	RHAE	Senior Staff Relations Officer	\$114,143.60	\$501.60
NASH	KENNETH	VP, Nuclear Waste Management	\$299,336.36	\$1,082.40
NASH	M. G.	Radiation Protection Technician I	\$118,541.69	\$483.00
NASHID	MAGUID	SM, Mech. & Civil Design	\$107,192.39	\$744.48
NATESAN	MUTHIAH	Section Manager, SLAR	\$132,377.20	\$855.36
NAVAL	MOLLIERE	Supervising Nuclear Operator	\$107,479.32	\$527.52
NAWAR	KHALIL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$110,149.69	\$552.00
NAWROT	TADEUSZ	Project Leader II	\$125,369.21	\$546.00
NAYLER	GARRY	Supervising Nuclear Operator	\$111,694.23	\$527.52
NEGENMAN	ANDREW	System Window Coordinator	\$132,429.17	\$534.00
NEIL	DAVE	Maintenance Specialist	\$103,295.50	\$564.00
NELLES	PETER	Sr. Technical Eng./ Officer	\$154,552.56	\$537.36
NELSON	ANDREW	Sr. Specialist Strategic Planning	\$102,060.07	\$600.00
NEVILLE	KERRY	Site Work Protection Coordinator	\$100,476.87	\$480.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
NEWALL	PAUL D.	Senior Policy Advisor	\$143,023.69	\$918.72
NEWHOUSE	HARRY	Supervising Nuclear Operator	\$109,404.65	\$527.52
NEWMAN	BILL	Nuclear Operator	\$104,136.12	\$441.00
NEWSOM	CECIL	Technical Superintendent	\$135,751.00	\$633.60
NEWSOME	JIM	Inspection & Maintenance Technician II	\$110,755.71	\$446.34
NG	GARY CHIWING	Sr. Technical Eng./ Officer	\$123,286.81	\$564.00
NG	M. K.	Sr. Technical Eng./ Officer	\$106,460.68	\$464.64
NG	MARCOS	Sr. Advisor, Workforce Planning	\$114,604.94	\$752.40
NGAN	BERNARDINE	Senior Credit Analyst	\$102,225.07	\$600.00
NGO	HUNG QUE	Boilermaker Const.	\$107,796.59	\$0.00
NICHOL	JAMES	Shift Control Technician	\$108,448.59	\$466.50
NICHOL	LARRY S.	Manager, Work Control	\$185,950.51	\$997.92
NICHOLLS	MURRAY	SM, Electrical Systems	\$105,314.41	\$614.80
NICHOLLS	TRACY	Civil Maintainer II Journeyperson	\$105,085.96	\$369.84
NICHOLS	L. J.	Maintenance Specialist	\$106,608.67	\$618.00
NICHOLSON	AARON	Assoc. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$110,540.47	\$410.74
NICHOLSON	GREGORY	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$107,250.99	\$412.02
NICHOLSON	NIGEL	SM, Elect. & Control Design	\$122,163.44	\$667.08
NICKERSON	S. B.	Sr. Off., Shrt Trm Port Op & Bdng Anlyst	\$106,033.07	\$621.36
NICOLESCU	VLAD	Contract Engineer/ Administrator	\$119,407.19	\$440.88
NIELSEN	PETER	Civil Maintainer I Journeyperson	\$101,458.00	\$393.84
NIEMAN	WESLEY	Supervising Nuclear Operator	\$100,966.76	\$458.50
NIKODEN	R. J.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$101,244.96	\$458.34
NIMMO	PETER	FLMa, Civil II	\$100,670.42	\$380.16
NINNIM	PHILIP	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$105,512.75	\$420.08
NISTOR	CRISTIAN	Operations Specialist I	\$117,184.09	\$522.00
NIXON	G. R.	FLM, Inspection & Maintenance	\$140,270.01	\$501.36
NOAKES	JOHN	Shift Manager	\$179,026.21	\$910.80
NOLAN	MICHAEL	Section Head	\$118,364.07	\$9,285.40
NOLET	M. F.	Shift Emergency Response Manager	\$101,615.27	\$519.00
NOONAN	KAREN	Manager	\$127,696.68	\$570.24
NORKUS	EDMUND ALGIRDAS	Senior Design Engineer	\$106,312.07	\$543.36
NORMAN	DANIEL	Inspection & Maintenance Technician I	\$100,891.93	\$387.36
NORMAN	JEFFREY	Logistics Coordinator	\$123,192.85	\$660.00
NORMAN	PHIL	Shift Manager	\$207,853.41	\$1,029.60
NORMAN	R. W.	Protection & Control Technologist	\$115,040.70	\$656.46
NORONHA	JENNIFER	Section Manager, Component Engineering	\$117,421.69	\$620.16
NORRAD	DAN	Outage Manager	\$193,985.75	\$638.80
NORRIE	JOHN	Team Leader - Information Management	\$103,558.30	\$522.72
NORRIS	MARK	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$100,141.62	\$444.00
NORTH	HAROLD	Senior Applications Engineer	\$100,582.07	\$588.00
NOVATI	CARLO	Director, Pension Fund Services	\$149,193.30	\$934.56
NOVINKA	DAVE	Shift Unit Supervisor	\$124,302.50	\$542.34
NOWAK	WALTER	Work Week Leader	\$111,165.40	\$524.64
NOWOSAD	RANDY	Performance & Testing Technologist	\$106,681.88	\$499.90
NUTTALL	P. J.	Shift Supervisor In Training	\$114,022.18	\$633.36
NUTTALL	STEVE	FLM, Control/ Mechanical	\$114,530.30	\$531.10
OAKES	PETER	Lead Auditor, General	\$101,811.87	\$1,467.45
OBRIEN	LES	Unit Operator	\$133,595.93	\$444.00
O'BRIEN	PATRICK	Manager, Site Public Affairs	\$122,900.59	\$762.30
OBUCHOWSKI	GEORGE	Tech. Advisor, Nuclear Analysis	\$106,878.07	\$627.36
OCCLESTON	LESLIE	Authorization Training Supervisor	\$175,084.16	\$714.56
ODELL	DANIEL	FLM, Control/ Mechanical	\$111,692.01	\$542.34
O'DONNELL	GERRY	FLM, Control/ Mechanical	\$140,186.94	\$558.00
O'DONNELL	JAMES	FLM, Control/ Mechanical	\$145,468.47	\$570.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
OEGEMA	JACK	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$110,767.48	\$390.72
OHAB	WAZ	Sr. Officer, Operating Exprnce & Eval.	\$105,461.41	\$534.00
O'HAGAN	MICHAEL	Radiation Protection Technician II	\$101,343.32	\$348.48
O'HARE	K. W.	Section Manager, Maintenance	\$121,581.14	\$823.68
OKOLO-KULAK	ALEX	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$133,565.45	\$516.00
OLDFIELD	JIM	Section Manager, Scheduling	\$107,264.02	\$760.32
O'LEARY	JAMES BRUCE	Project Technician I - Mech.	\$118,237.08	\$484.02
O'LEARY	K. P.	Control Room Shift Operating Supervisor	\$179,336.55	\$730.32
OLIVEIRA	WALTER	Civil Maintainer II Improver	\$100,310.62	\$361.06
OLLEN BITTLE	JOHN	FLM - Maintenance	\$119,601.46	\$512.16
OLLETT	JACK	Unit Operator	\$105,608.36	\$444.00
OLMSTEAD	ALLAN	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$100,280.81	\$391.50
OLSEN	GREGORY	Sr. Advisor, Regulatory Affairs	\$134,389.54	\$894.96
OLSEN	W. D.	FLM, Control/ Mechanical	\$136,423.52	\$548.60
O'MALLEY	BRIAN	Control Maintenance Assessor	\$106,782.95	\$485.52
ONEILL	LARRY	Regional Maintainer - Mechanical UTS	\$101,084.55	\$542.34
O'NEILL	MICHAEL	Manager, Nuclear Safety	\$141,455.74	\$926.64
O'NEILL	SIMON	Shift Supervisor In Training	\$122,275.35	\$1,269.50
ONGARATO	THOMAS	Shift Control Technician	\$105,639.47	\$454.50
OPIE	DEAN	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$111,700.07	\$414.18
O'ROURKE	SEAN	Shift Control Technician	\$122,455.70	\$466.50
ORR	KEVIN	Communications Specialist - Site	\$102,954.77	\$480.48
ORR	RANDY	Level 1A Operator	\$113,720.62	\$542.34
ORTINS	BRAZ	Shift Control Technician	\$119,349.66	\$454.50
OSBORNE	BOB	Manager, Site Public Affairs	\$126,745.48	\$831.60
OSBORNE	DEAN	Shift Supervisor In Training	\$116,596.15	\$639.36
OSBORNE	RONALD W.	President & CEO	\$925,997.72	\$6,732.00
OSMAN	MOUSTAFA	Manager, Power Equipment	\$160,726.42	\$601.92
OSMANSOY	BIROL	Inspection & Maintenance Tech. Trainee	\$104,376.61	\$324.50
OSUTEI	NARH	Shift Control Technician	\$135,096.32	\$450.78
OVER	ED	Mgr., Project & Transaction Procurement	\$135,768.42	\$855.36
OWEN	ALAN	Manager, Field Operations	\$125,922.61	\$855.36
OWENS	BILL	Section Manager, Maintenance	\$124,827.51	\$831.60
OWENS	DAVE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$121,476.66	\$442.50
OXTOBY	DAVID	Vice President, Investments	\$244,503.65	\$491.04
PACHKOWSKY	WALTER	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$102,691.33	\$501.49
PACIEJ	TAD	Nuclear Operator	\$112,104.24	\$441.00
PAETZOLD	HORST	Manager, Components & Equipment	\$140,069.02	\$900.90
PAGAN	SANDRA	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$104,858.96	\$552.00
PAGLIARO	VINCE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$101,977.64	\$465.96
PAIMENT	MARC	Project Leader II	\$105,846.85	\$528.00
PALERMO	GINO	Production Supervisor - Planning & Sales	\$109,414.96	\$588.00
PALERMO	VINCE	Project Leader II	\$118,012.97	\$621.36
PALMER	DENIS	Thermal NDE Technician II	\$159,488.10	\$4,292.20
PANCHAL	BABU	Sr. Technical Eng./ Officer	\$105,897.12	\$531.36
PANDA	ASHOK	Chemical Technician	\$114,646.08	\$465.00
PANDOVSKI	PHYLLIS	Executive Officer	\$108,918.96	\$510.84
PANIZZA	JOANNE	Business Manager	\$127,488.47	\$839.52
PANKRAC	TOM	FLM, Control/ Mechanical	\$118,103.16	\$558.00
PAOLUCCI	VINCE	Investment Recovery Sales Eng./ Officer	\$163,070.90	\$427.68
PAPULKAS	P.	Supervising Nuclear Operator	\$129,754.25	\$541.50
PAQUETTE	CLINT	Major Panel Operator	\$106,852.95	\$449.34
PAQUETTE	DARRYL	SM, Fuel Handling Operation	\$105,796.02	\$576.00
PARAMSOTHY	PARAM	Nuclear Operator	\$129,194.03	\$441.00
PARANAVITHANA	STEVEN	Supervising Nuclear Operator	\$119,296.07	\$541.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid / Traitement</u>	<u>Taxable Benefits / Avantages imposables</u>
PARAS	BRAINERD	Senior Design Engineer	\$102,768.27	\$543.36
PARCELS	ARNOLD	Dir., Ont. Markets, Bidding & Integ.	\$181,640.38	\$728.64
PARCELS	BRIAN	First Line Manager, Operating	\$102,213.40	\$736.56
PARENT	GÉRALD	Shift Advisor, Technical Support	\$123,403.93	\$1,170.01
PARENT	L. A.	Supervising Nuclear Operator	\$135,745.69	\$541.50
PARENTEAU	DOUG	Supervising Nuclear Operator	\$120,819.33	\$527.52
PARIS	KEITH	Unit Operator	\$116,153.00	\$444.00
PARK	DOUGLAS	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$133,740.35	\$511.50
PARK	TONY	Production Supervisor - Planning & Sales	\$105,507.07	\$8,039.59
PARKS	BRUCE	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$112,780.50	\$486.18
PARKS	SABINE	Section Manager, Cost Control	\$124,989.28	\$277.20
PARLATAN	YUKSEL	Senior Design Engineer	\$106,692.90	\$467.28
PARNELL	GRANT	FLM, Control/ Mechanical	\$117,366.94	\$558.00
PARRINGTON	ANDY	Shift Maintainer II - Mechanical (Fossil)	\$100,344.91	\$439.50
PARTON	JOHN	Shift Manager	\$189,404.50	\$780.00
PASIEKA	PAULENE	Senior Staff Relations Officer	\$144,999.99	\$0.00
PASK	GARY	Standards & Services Architect	\$100,103.07	\$522.72
PASQUET	PAUL	Manager, Operations Production	\$203,189.44	\$1,502.87
PASTERNAK	DAVID	Control Room Shift Supervisor	\$189,405.35	\$654.47
PATEL	JAGDISH	Shift Control Technician	\$107,119.44	\$416.52
PATEL	JAYESH	Project Tech. II - E & C	\$134,306.88	\$363.66
PATERSON	BOB	Training Superintendent	\$120,682.61	\$538.56
PATERSON	GARY	Manager, Components & Equipment	\$128,881.39	\$902.76
PATERSON	MURRAY	Manager, Green Energy Project	\$123,521.78	\$768.24
PATEY	STEVEN S.	FLM, Radiation Control	\$118,875.73	\$0.00
PATHAN	FIRDOS	Sr. Technical Eng./ Officer	\$142,347.53	\$427.68
PATTERSON	DOUG	Shift Site Supervisor	\$103,765.18	\$559.34
PATTERSON	WAYNE	Production Manager Boiler Program	\$124,758.63	\$706.20
PATTISON	CHRIS	Manager, Work Control	\$115,206.52	\$799.92
PATTISON	JOHN	Nuclear Operator	\$112,360.77	\$425.34
PAUL	BRIAN	Manager	\$106,004.58	\$234.96
PAUL	TERRY	Inspection & Maintenance Technician II	\$100,438.05	\$446.34
PAULING	DAVE	Unit Operator	\$105,434.60	\$444.00
PAUTLER	CHARLES J.	Vice President, Public Affairs	\$225,886.19	\$1,378.08
PAVASARS	KARL	Weather Drvive, Frcstg & Strgy Advisor	\$121,249.69	\$645.36
PAW	EVA	SM, Supply Chain Perf & Reptg	\$113,953.80	\$594.00
PAWLOWSKI	DONNA M.	Mgr., Nuclear Waste Siting & Strategies	\$126,976.80	\$847.44
PAYNE	CALVIN	Section Manager	\$166,328.19	\$606.00
PAYNE	GREG	I.T. Program/ Service Manager	\$104,847.95	\$496.32
PEACOCK	JOHN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$119,332.60	\$542.34
PEACOCK	JOHN	Production Supervisor - Technical	\$133,629.06	\$456.94
PEARCE	DAVID GEORGE	SM, Drawing Office	\$112,163.09	\$736.56
PEARCE	FRANK	Logistics Coordinator	\$112,159.90	\$558.00
PEARCE	ROGER	Supervising Nuclear Operator	\$120,411.13	\$527.52
PEARD	DAVE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$112,399.09	\$432.00
PEARSON	D. T.	Training Technician - Health Physics	\$121,638.80	\$515.46
PEARSON	PERCY	Director, Operations	\$150,274.73	\$1,150.00
PEARSON	STEW	Cost & Scheduling Technician	\$113,277.13	\$414.36
PECK	KATHRYN	Communications Specialist - Site	\$110,291.31	\$504.24
PECKHAM	MICHAEL	Director	\$224,303.04	\$582.00
PECS	ED	Manager, Independent Assessments	\$132,101.95	\$723.36
PEDDIGREW	BILL	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$106,014.27	\$470.34
PEDDLE	R. T.	FLM, Control/ Mechanical	\$125,502.94	\$582.00
PEERS	B. S.	Field Shift Operating Supervisor	\$110,705.59	\$552.00
PEEVER	TIMOTHY	Authorization Training Supervisor	\$143,238.06	\$636.24

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
PEGORARO	N. A.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$109,814.46	\$470.34
PEINHOPF	L. S.	SM, Field Engineering	\$130,835.22	\$507.12
PELEIKIS	MICHAEL	FLM, Inspection & Maintenance	\$136,376.58	\$492.00
PELGRIMS	E. C.	FLMa, Civil II	\$101,976.66	\$444.36
PELLING	EDWARD	SM, Pressure Boundary Compliance	\$125,515.87	\$839.52
PELLINI	FRANK	Real-Time Trader Supervisor	\$175,596.70	\$738.88
PELOSO	FRANCO	Shift Control Technician	\$104,999.98	\$454.50
PENDZINSKI	TOM	Shift Control Technician	\$100,515.34	\$374.52
PENFORD	BRIAN	Nuclear Operator	\$105,851.55	\$441.00
PENLEY	STEPHEN	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$137,961.21	\$0.00
PENNETT	JIM	Unit Operator	\$104,203.24	\$444.00
PENTLAND	MIKE	Shift Control Technician	\$100,941.34	\$399.96
PEPPIATT	PAUL	Supervising Nuclear Operator	\$101,912.82	\$450.00
PERCIVAL	BRUCE	Shift Emergency Response Manager	\$118,729.67	\$63.00
PERERA	SLAVICA	Logistics Coordinator	\$100,290.25	\$540.00
PERICHAK	JOE	Senior Shift Control Technician	\$134,716.89	\$409.28
PERREault	DENNIS	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,384.63	\$432.00
PERREault	MARC	Shift Control Technician	\$109,380.10	\$454.50
PERRI	A.	Supervising Nuclear Operator	\$110,532.36	\$541.50
PERRY	BRUCE	Supplier Surveillance Technologist	\$103,743.16	\$442.02
PERRY	J.	Control Maintenance Assessor	\$112,703.71	\$437.58
PERRY	JAMES	Sr. Business Dev. Engineer/ Officer	\$104,774.47	\$612.00
PERRYMAN	BILLY	Trades Supervisor - Maintenance	\$116,807.52	\$576.36
PERSAD-MAHARAJ	JIM	Contract Engineer/ Administrator	\$130,006.78	\$508.56
PERSAUD	CLEM	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,126.79	\$444.00
PERSAUD	STEPHEN	Shift Advisor, Technical Support	\$119,120.30	\$501.60
PERTTULA	ROBERT	Manager, Fuels, Ash & Site Services	\$128,180.54	\$831.60
PESSIONE	GEORGE F.	Manager, Programming	\$142,193.35	\$855.36
PETERS	CHAD	Shift Control Technician	\$113,460.50	\$466.50
PETERS	HARRY	Shift Unit Supervisor	\$135,568.27	\$482.52
PETERS	JOHN	SM, Environmental Assessment	\$101,282.07	\$594.00
PETERS	KAREN	Level 1A Operator	\$106,373.71	\$542.34
PETERSEN	GUNTHER	Senior Protection & Control Supervisor	\$104,621.69	\$546.00
PETERSEN	STEWART	Supervising Nuclear Operator	\$147,804.40	\$527.52
PETERSON	DAVID	Day at Hand Market Operator	\$120,456.82	\$600.00
PETRAS	DANIEL	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$147,054.71	\$511.50
PETRELLA	ANTHONY	Senior Advisor, Regulatory Affairs	\$123,676.05	\$831.60
PETRELLA	SERGIO	Senior Advisor, Regulatory Strategies	\$103,873.07	\$598.36
PETRIC	TRISH	Training Tech. - Conventional Safety	\$100,397.73	\$515.46
PETTAFOR	S. M.	System Window Coordinator	\$160,802.60	\$704.51
PETTEPLACE	DOUG	Sec. Manager, NWMD Programming	\$108,616.84	\$752.40
PETTET	R. L.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$137,747.71	\$529.50
PETTIS	WAYNE	Manager, Project Management Office	\$118,973.05	\$822.36
PETTIT	GREG	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$118,601.12	\$542.34
PHAIR	DAVE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$127,382.88	\$529.50
PHAN	BAC GIA	Senior Design Engineer	\$107,984.29	\$522.00
PHENDLER	DAVE	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$106,825.11	\$564.00
PHILIP	STU	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$107,524.13	\$1,306.47
PHILLIPS	BRYCE	Control Room Shift Supervisor	\$180,430.85	\$654.60
PHILLIPS	DAVID	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$104,246.59	\$472.56
PHILLIPS	JEFF	Section Manager, Projects	\$109,282.97	\$509.52
PHILLIPS	RICHARD	First Line Manager, Drafting	\$107,068.15	\$480.00
PICK	COLIN	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$144,887.86	\$596.34
PICKELL	DONALD	Operations Manager	\$152,100.39	\$839.52
PICKERING	CHRISTOPHER	Investment Recovery Sales Eng./ Officer	\$113,749.38	\$625.28

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
PIDGEON	GARY	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$100,448.24	\$395.74
PIERCE	BLAKE R.	Project Site Manager	\$110,621.25	\$504.24
PIERCE	DOUG	Certified Unit "O" Ctrl Room OIT - NO	\$139,753.34	\$575.52
PIETROBON	NADINE	Accounting & Internal Control Officer	\$111,256.87	\$250.80
PIGGOTT	RON	Section Manager, Projects	\$112,426.57	\$561.36
PIIRIK	KARL	Engineer/ Tech. Office - Water Mgmt	\$112,505.69	\$7,103.08
PIJAHN	RICHARD	Shift Advisor, Technical Support	\$113,372.49	\$516.00
PILIARIK	MATT	Authorized Nuclear Operator	\$133,193.22	\$678.82
PINNEGAR	JOHN	Section Manager, Maintenance	\$123,615.78	\$627.00
PINO	TOMMASO	Work Coordinator	\$130,379.26	\$588.00
PIPER	M. L.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$125,683.46	\$542.34
PISTILLI	N. J.	SM, Fuel Handling Operation	\$116,640.82	\$703.44
PITCHER	GORDON	Senior Shift Control Technician	\$146,655.74	\$466.50
PIZZOLATO	NORMAN	Electrician Subforeman - Construction	\$140,586.32	\$0.00
PLACH	DEREK	Supervising Nuclear Operator	\$113,554.11	\$527.52
PLAICE	ROBERT	Nuclear Operator	\$111,547.24	\$388.08
PLANTE	GERRY	Production Manager	\$138,972.91	\$1,421.49
PLAYFAIR	ED	Shift Unit Supervisor	\$147,532.81	\$542.34
PLESE	ZDENKO	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$118,291.82	\$430.76
PLETOSU	MIHAI	Quality Officer	\$116,948.07	\$427.80
PLONA	JOSEPH	Director, Station Engineering	\$386,668.02	\$769.86
PLOURDE	JACQUES	SM, Single Point of Contact (SPOC)	\$127,494.88	\$879.12
PLUNKETT	TIM	Project Tech. II - Civil	\$101,584.85	\$416.34
POIRIER	JOYCE	Material Analyst (Pre-screener)	\$106,298.25	\$446.34
POIRIER	LARRY	Shift Control Technician	\$111,337.14	\$454.50
POIRIER	LOUIS	Mechanical Maintainer Journeyman	\$111,789.78	\$444.00
POISSON	PAUL	Level I Operator	\$120,648.51	\$529.50
POLAND	FRED	River Control Supervisor	\$120,338.10	\$542.34
POLEWSKI	BRUNO	FLM - Performance & Testing	\$102,690.10	\$546.00
POLLARD	AL JR.	Shift Control Technician	\$128,256.93	\$399.96
POLLETT	SHAWN	Millwright Subforeman - Construction	\$115,527.25	\$0.00
POOLE	BRIAN	FLM, Control/ Mechanical	\$121,659.13	\$529.50
POOLE	FRANK	FLM, Civil Maintenance	\$135,238.80	\$483.36
POON	DANIEL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$114,630.81	\$446.16
POON	HUNG	Project Leader II	\$133,812.08	\$552.36
POPA	NICOLAE	Shift Advisor, Technical Support	\$114,318.08	\$480.48
POPE	GREGORY	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$106,916.07	\$8,343.68
POPE	JONATHAN	ANOIT - Nuclear Operator	\$114,482.29	\$607.50
POPPE	KURT	ANOIT - Nuclear Operator	\$116,092.15	\$517.44
PORTER	WILLIAM	Shift Control Technician	\$109,655.38	\$355.74
POS	HARRY	Trades Supervisor - Maintenance	\$123,017.16	\$535.50
POTTER	DON	Shift Control Technician	\$119,575.21	\$466.50
POTTER	KEVIN	Supervising Nuclear Operator	\$117,817.39	\$527.52
POTTS	W. G.	Mechanical Maintainer Journeyman	\$105,978.86	\$432.00
POTUSEK	RICHARD	Electrician Construction	\$102,014.55	\$0.00
POTVIN	DAN	Section Manager, Maintenance	\$170,084.70	\$5,553.30
POULIN	ALAIN	Shift Site Supervisor	\$124,654.53	\$556.86
POULIN	MIKE	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$119,943.63	\$458.34
POULIN	R. P.	Senior Technical Specialist	\$108,853.28	\$606.00
POUNDER	MICHAEL	Coal Plant Mobile Equip Oper UTS	\$104,313.59	\$447.00
POWELL	ROBERT	Outage Manager	\$199,080.78	\$1,013.76
POWER	BILL	Boilermaker Foreman Const.	\$114,007.43	\$0.00
POWER	DONALD J.	Director, Investment Planning	\$195,555.24	\$1,211.76
POWER	PAUL	Boilermaker Foreman Const.	\$102,867.58	\$0.00
POWER	WAYNE	FLM, Construction	\$131,521.17	\$485.76

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
POWERS	STEPHANIE	Manager, Project Engineering	\$124,564.92	\$570.24
POYNTZ	ROBERT	Control Maintenance Assessor	\$106,855.94	\$497.52
PRATT	BRIAN	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$107,923.82	\$1,050.19
PRESCOTT	A. B.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$106,700.81	\$542.34
PRESCOTT	GARY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$112,142.90	\$1,091.11
PRESKAR	DAVID	Inspection & Maintenance Technician I	\$104,978.00	\$322.08
PRESS	GARY	Unit Operator	\$129,126.20	\$444.00
PRESTON	MIKE	FLM - Maintenance	\$113,018.86	\$588.00
PRESTON	NICHOLAS	Field Shift Operating Supervisor	\$127,742.55	\$560.00
PRESUTTI	JOHN	ANOIT - Supervising Nuclear Op	\$116,486.58	\$622.86
PRETTY	MARK	FGD Supervisor	\$110,245.17	\$462.90
PRICE	BRIAN	Work Coordinator	\$110,056.52	\$542.34
PRICE	DON	Mgr., HR Business Process & Strategy	\$123,577.59	\$847.44
PRICE	DOUG	Coal Plant MEO Journeyman	\$111,909.72	\$381.84
PRICE	JAMES	First Line Manager, Chemical Laboratory	\$121,553.92	\$564.00
PRIEST	MARK	ANOIT - Nuclear Operator	\$121,952.05	\$581.52
PRIMEAU	DANIEL	FLM, Control/ Mechanical	\$125,303.34	\$564.00
PRINCE	JIM	Section Manager	\$117,692.01	\$831.60
PRINGLE	GLENN	Section Manager, Systems	\$139,517.19	\$512.16
PRITCHARD	DON	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$111,634.30	\$498.96
PRITCHARD	LESLIE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$100,650.48	\$1,136.25
PROCTOR	S. K.	Authorization Training Supervisor	\$164,491.85	\$660.80
PROULX	JEAN	Coal Plant MEO Journeyman	\$125,955.59	\$381.84
PSHYK	LES	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$105,432.58	\$491.04
PUDDISTER	GARY	Shift Unit Supervisor	\$124,022.06	\$542.34
PUI	HING YUEN	Shift Supervisor In Training	\$130,512.82	\$623.04
PULITO	RALPH	Mechanical Maintainer Journeyman	\$104,027.10	\$432.00
PULLIA	L.	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$109,097.00	\$446.16
PUOPOLO	JOHN	FLM, Construction	\$162,357.70	\$491.04
PURCELL	R. M.	Project Leader II	\$101,865.67	\$588.00
PURVIS	RONALD	Authorized Nuclear Operator	\$147,008.91	\$679.94
PUZZUOLI	FRANK	Manager	\$104,939.67	\$250.80
PYE	DAVID	FLMa, Radiation Control	\$127,954.09	\$542.34
QUALTROUGH	W. D.	Manager, Nuclear Safety	\$182,731.24	\$966.24
QUAN	DANIEL	Corp Official Records Officer	\$100,300.67	\$570.00
QUINLAN	GORDON	Shift Advisor, Technical Support	\$132,838.29	\$2,168.05
QUINN	DAVID	Mechanical Maintainer Journeyman	\$103,152.45	\$390.72
QUINN	RAY	Unit Operator	\$109,998.43	\$444.00
QUIRT	CHRISTOPHER	Tech. Advisor, Nuclear Analysis	\$104,674.90	\$558.00
RABADI	MINOO	Sr. Control Technician	\$105,749.01	\$512.34
RABISHAW	MARK	FLM, Control/ Mechanical	\$164,234.18	\$612.00
RACZ	JOHN	Prod. Supervisor, Technical Systems	\$114,140.20	\$552.00
RACZYNSKI	CHRIS	Senior Design Engineer	\$119,133.27	\$531.36
RADANOVIC	STEVE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$164,796.12	\$444.00
RADCLIFFE	SANDRA	Manager, Financial Forecasts	\$133,347.51	\$871.20
RADFORD	DOUGLAS	Manager, Radiation Protection	\$118,728.85	\$546.48
RADFORD	GORD	Supervising Nuclear Operator	\$117,641.26	\$527.52
RAE	BRUCE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$173,208.14	\$529.50
RAE	C. C.	Section Manager, Maintenance	\$133,731.51	\$612.00
RAE	CRAIG	Authorized Nuclear Operator	\$207,119.10	\$669.52
RAFFAELE	GAETANO	Senior Advisor, Strategic Initiatives	\$120,591.22	\$839.52
RAFFEY	BRIAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$115,219.68	\$446.16
RAGSDALE	PAT	Production Manager, Fossil	\$166,009.45	\$902.88
RAHNAMOUN	TOURAJ	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$109,647.36	\$480.40
RAIL	W. C.	Authorization Training Supervisor	\$165,727.53	\$744.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
RAINA	VIJAY M.	Manager	\$128,149.54	\$739.20
RAISON	DALE	Level 1A Operator	\$112,505.99	\$542.34
RALSTON	BRUCE	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$133,146.08	\$470.34
RALSTON	DOUGLAS	Mgr., Production & Maintenance Planning	\$143,203.49	\$847.44
RAMDEEN	K.	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$100,310.18	\$427.68
RAMJASS	FRANKLIN	Shift Site Supervisor	\$119,466.83	\$559.34
RAMJIST	STEPHEN	Director, Work Management Support	\$148,879.48	\$954.36
RAMKALAWAN	DAVID	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$104,093.57	\$495.36
RAMKELLAWAN	J.	Shift Control Technician	\$103,559.61	\$454.50
RAMLOGAN	KAY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$109,672.56	\$892.72
RAMOUTAR	HARRY	Control Maintenance Assessor	\$100,257.44	\$485.52
RAMPERSAD	TERRY	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$106,269.34	\$444.00
RAMPHAL	MARLENE	Shift Supervisor In Training	\$106,231.07	\$541.20
RAMSARRAN	NARINE	Shift Control Technician	\$138,538.41	\$454.50
RAMSAY	IAN	Section Manager, Projects	\$108,656.51	\$760.32
RAMSON	REG	Work Coordinator	\$119,194.28	\$568.90
RANADIVE	ANUJA	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$115,117.34	\$464.64
RANDALL	K.SCOTT	Authorized Nuclear Operator	\$173,865.84	\$652.86
RANDS	ANDREW	Senior Shift Control Technician	\$156,720.74	\$542.34
RANKIN	BOB	Section Manager	\$122,708.51	\$839.52
RANKINE	DAVE	Training Tech. - Conventional Safety	\$105,523.55	\$515.46
RASHLEIGH	STUART M.	Manager, Compliance	\$163,645.00	\$982.08
RASSOULI	KAZEM	Mgr., Technology & Research Program	\$131,529.96	\$887.04
RATHWELL	STEVE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$132,800.77	\$444.00
RATTAI	MURRAY	Civil Maintainer II Journeyperson	\$108,473.29	\$381.00
RATTERY	PAUL	FLM, Civil Maintenance	\$103,591.02	\$435.60
RATTRAY	JOHN	Solicitor	\$133,181.21	\$894.96
RAWN	KEN	Cost & Scheduling Technician	\$121,568.58	\$471.00
RAY	LARRY	Level I Operator	\$111,483.24	\$529.50
REAUME	DENNIS	Unit Operator	\$109,884.64	\$418.02
REBELLO	A. V.	FLM, Civil Maintenance	\$127,296.03	\$483.36
REBELLO	TERENCE	SM, Resident Inspection	\$105,539.37	\$704.88
REED	ALLAN	Field Shift Operating Supervisor	\$129,450.76	\$582.00
REED	JEROME	Manager Work Control	\$326,572.98	\$1,420.12
REEVE	FREDERICK	Field Shift Operating Supervisor	\$128,454.69	\$570.00
REGIER	VIC	Production Supervisor - Shift Engineer	\$121,861.65	\$549.84
REID	ALLAN	Project Manager, Electricity Production	\$127,464.77	\$807.84
REID	ART	Field Shift Operating Supervisor	\$120,035.14	\$552.00
REID	CARL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,394.56	\$432.00
REID	DAVID	Electrician Construction	\$120,304.84	\$0.00
REID	J. M.	Electrician Foreman Const.	\$133,470.20	\$0.00
REID	JASON	ANOIT - Nuclear Operator	\$109,585.32	\$588.18
REID	KEN J.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$108,206.62	\$444.00
REID	KENNETH	FLM, Field Engineering	\$101,216.23	\$498.24
REID	KEVIN	FLM, Large Facilities	\$114,144.58	\$744.48
REID	M.	Director, Station Engineering	\$147,109.05	\$950.40
REID	RANDY	FLMa, Civil I Cranes	\$100,294.54	\$405.90
REID	SANDY	Senior Market Analyst	\$105,717.13	\$552.00
REINER	DIETMAR E.	Chief Information Officer	\$354,600.60	\$633.60
REINERT	PHIL	Site Controller	\$128,428.99	\$831.60
REIST	DOUG	Shift Production Technician - Chemical	\$103,261.07	\$465.00
REITKNECHT	PETE	SM, Mechanical Equipment	\$109,402.38	\$744.48
REITSMA	RON	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$114,843.21	\$529.50
RENAUD	PAUL	Senior Shift Control Technician	\$115,605.24	\$465.96
RENNA	JOSEPH	Section Head	\$108,882.93	\$8,766.72

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
REUBER	BARBARA	Director, Ontario Regulatory Affairs	\$145,255.18	\$950.40
REYES	EDUARDO	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$127,519.90	\$552.00
REYNOLDS	DEBBIE A.	Program Security Advisor	\$129,899.94	\$847.44
REYNOLDS	DONALD	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$107,491.97	\$1,011.70
RHUDE	ROBERT	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$133,647.13	\$447.00
RIBBANS	DAVID JOHN	SM, Used Fuel Dry Storage Design	\$108,144.07	\$633.36
RIBEIRO	STEPHEN	Shift Control Technician	\$101,855.13	\$466.50
RICE	R. B.	Shift Control Technician	\$110,003.16	\$448.30
RICHARDS	JIM	Authorization Training Supervisor	\$176,898.79	\$717.06
RICHARDS	ROBERT GORDON	Senior Design Engineer	\$108,280.33	\$552.00
RICHARDS	TERRENCE	Authorized Nuclear Operator	\$165,483.50	\$671.02
RICHARDSON	J. F.	Section Mgr., Ops Plant Status Control	\$127,807.65	\$708.00
RICKARDS	PETER	Electrician Foreman Const.	\$121,298.15	\$0.00
RICKER	KEVIN	Level 1A Operator	\$116,591.89	\$542.34
RIDDELL	GEORGE	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$114,151.50	\$549.78
RIDING	BOBBY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$120,524.73	\$529.50
RIEHL	CHRISTOPHER	System Window Coordinator	\$130,240.31	\$624.00
RINALDO	DAVID	Solicitor	\$115,684.23	\$264.00
RISDON	COLIN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,179.55	\$826.08
RIVIERE	COLVIN	Authorized Nuclear Operator	\$175,718.38	\$654.47
RIZVI	SYED	Section Manager	\$131,612.28	\$512.16
ROB	ART	Project Manager, Electricity Production	\$134,443.44	\$799.92
ROBBINS	COREY	Shift Control Technician	\$109,458.65	\$312.18
ROBBINS	TIM	Manager, Systems	\$134,620.86	\$879.12
ROBBINS	WAYNE	Director, Operations & Maintenance	\$230,727.47	\$624.61
ROBERTS	ANTHONY	Senior Design Engineer	\$110,051.63	\$528.00
ROBERTS	EDMUND	Lead Auditor - Code Compliance	\$162,435.58	\$10,068.33
ROBERTS	IAN	Project Manager	\$131,578.32	\$279.84
ROBERTS	JEFF	FLM, Control/ Mechanical	\$123,674.24	\$530.50
ROBERTS	KEN	Planning Officer	\$110,368.98	\$559.50
ROBERTSON	BARBARA	Sr. Advisor, U.S. Regulatory Affairs	\$126,142.98	\$762.30
ROBERTSON	BRUCE L.	Manager, Logistics Operations	\$124,900.07	\$831.60
ROBERTSON	DON	FLM, Control/ Mechanical	\$157,456.53	\$588.00
ROBERTSON	HAMISH	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$115,346.11	\$540.58
ROBERTSON	JIM	FLM, Control/ Mechanical	\$138,673.64	\$568.56
ROBERTSON	TONY	FLM, Control/ Mechanical	\$124,529.07	\$582.00
ROBILLARD	PATRICK	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$104,059.74	\$432.36
ROBINS	MURRAY	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$111,013.02	\$432.00
ROBINSON	BRUCE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$107,443.81	\$1,078.71
ROBINSON	CHRIS	Sr. Project Engineer/ Officer	\$118,349.06	\$538.56
ROBINSON	CLARE	System Window Coordinator	\$127,933.10	\$552.00
ROBINSON	JOHN	Supplier Surveillance Technologist	\$127,737.60	\$500.34
ROBINSON	P. M.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$105,300.79	\$454.62
ROBINSON	RONALD	VP, Portfolio Management	\$327,315.24	\$1,457.28
ROBINSON	STEVE	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$106,642.17	\$391.50
ROBINSON	WILLIAM	Senior Vice President, Pickering A	\$740,214.02	\$2,727.19
ROBITAILLE	LAURENCE	Shift Control Technician	\$117,535.89	\$466.50
ROBLIN	DOUG	Field Shift Operating Supervisor	\$121,179.10	\$588.00
ROBSON	DAVE	ANOIT - Nuclear Operator	\$108,552.56	\$534.60
ROBSON	PETER	FLM, Control/ Mechanical	\$100,962.85	\$570.00
ROCHE	GERRY	Manager, Maintenance Support	\$138,091.21	\$926.64
ROCHELEAU	DENIS	Coal Plant MEO Journeyperson	\$111,491.13	\$381.84
ROCHESTER	N. M.	Dir., HR & Empl Safety, Corp & Comm.	\$143,358.66	\$902.88
RODARO	NELLO	FLM, Control/ Mechanical	\$137,268.46	\$564.00
RODRIGUES	DOUG	Manager, Human Resources	\$133,383.24	\$879.12

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ROGERS	DAVID	Authorized Nuclear Operator	\$155,391.99	\$572.77
ROGERS	DOUG	River Control Supervisor	\$106,169.63	\$542.34
ROGERS	NEIL	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$102,219.91	\$558.00
ROGERS	STEPHEN	Manager	\$132,563.67	\$894.96
ROHWER	HEINER	FLMa, Civil I Cranes	\$105,582.54	\$473.52
ROLFE	DAN	FLM, Inspection & Maintenance	\$134,898.91	\$495.36
ROLLAND	K. H.	Operations Specialist I	\$102,361.63	\$564.00
ROLLINS	FARON	Production Manager, Fossil	\$139,058.34	\$1,773.61
ROMAGNINO	JOHN	SM, Elect. & Control Design	\$116,580.40	\$496.32
ROMAIN	DEWER	Control Room Shift Operating Supervisor	\$188,256.82	\$747.36
ROMANCHUK	MIKE	Day at Hand Market Operator	\$126,012.33	\$582.00
ROMANOWICZ	DAVE	Safety Spec., Protect Clothing & Equip	\$128,481.07	\$543.36
ROONEY	TED	Project Tech. II - E & C	\$112,271.08	\$366.30
ROOPCHAN	ROBIN	Manager, Investor Relations	\$127,694.07	\$269.28
ROOPNARINE	SURUJ	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$115,253.27	\$1,103.46
ROOT	ALEX	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$105,108.96	\$432.00
ROOT	D. R.	Supervising Nuclear Operator	\$118,023.02	\$541.50
ROPITZKY	P. J.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$115,715.73	\$470.34
ROSE	ANDREW	Electrician Construction	\$101,476.51	\$0.00
ROSE	GARY	Manager, Accounts Payable	\$116,340.00	\$768.24
ROSE	JACK	FLM, Control/ Mechanical	\$138,982.22	\$570.00
ROSE	RHONDA	Nuclear Operator	\$100,119.00	\$377.52
ROSS	DAN	Planning Specialist	\$120,619.46	\$539.52
ROSS	GARY	ANOIT - Nuclear Operator	\$115,054.71	\$619.50
ROSS	GEORGE	Inspection & Maintenance Technician II	\$129,202.25	\$446.34
ROSS	IVAN	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$101,824.28	\$547.02
ROSS	MARTIN	SM, Single Point of Contact (SPOC)	\$138,800.63	\$446.16
ROSSI	CLAUDIO	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$112,766.46	\$531.36
ROSZER	F. G.	Authorization Training Supervisor	\$141,426.68	\$723.36
ROTZ	ALAN	FLM, Control/ Mechanical	\$103,002.11	\$564.00
ROUND	GLENN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$131,869.07	\$516.00
ROWAN	M. D.	Authorization Training Supervisor	\$161,191.10	\$723.36
ROWDEN	ELAINE	Manager	\$109,930.49	\$506.88
ROWE	RON	Supervising Nuclear Operator	\$111,803.75	\$527.52
ROWED	NEIL	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$101,064.60	\$552.00
ROXBY	NANCY	Director, Pension	\$145,511.58	\$910.80
ROY	GILLES	Shift Control Technician	\$113,900.87	\$466.50
ROY	KEITH	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$109,715.38	\$432.00
ROY	SANDIPAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$109,407.76	\$522.00
ROZA	KEITH	Work Coordinator	\$161,813.85	\$618.00
ROZINOWICZ	JAN	Section Manager	\$104,563.47	\$612.00
RUBIN	JEROME	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$122,198.37	\$543.36
RUDLAND	TIM	Shift Control Technician	\$134,559.25	\$454.50
RUDOWICZ	B.	Field Shift Operating Supervisor	\$129,855.00	\$558.00
RUFFOLO	MIKE	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$105,071.35	\$513.36
RUNKOWSKI	CHRISTIAN	Authorized Nuclear Operator	\$172,922.13	\$671.82
RUPERT	DARYL	Shift Unit Supervisor	\$121,215.37	\$542.34
RUSSELL	D. P.	Authorized Nuclear Operator	\$154,301.34	\$671.52
RUSSELL	GORDON	Maintenance Specialist	\$148,883.35	\$582.00
RUSSELL	IAN	Engineering Technologist	\$103,896.51	\$471.00
RUSSELL	J. H.	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$101,907.05	\$543.36
RUSSELL	KEN	Senior Technical Specialist	\$122,355.18	\$573.36
RUSSELL	RICHARD	Senior Shift Control Technician	\$134,473.91	\$542.34
RUSSELL	RON	Unit Operator	\$112,133.80	\$444.00
RUSSELL	SEAN	Mgr., Nuclear Waste Disp. Tech. Prog	\$128,581.23	\$831.60

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
RUSTICUS	RON	Supervising Nuclear Operator	\$107,966.77	\$541.50
RUTHERFORD	JOHN	Shift Production Technician - Planning	\$103,552.01	\$483.00
RYAN	JUDITH R.	Director	\$169,410.19	\$966.24
RYAN	K. J.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$105,836.96	\$444.00
RYCE	ADLAI	Shift Maintainer II - Mechanical (Fossil)	\$107,257.58	\$419.52
RYCROFT	STANLEY	Field Shift Operating Supervisor	\$120,929.92	\$582.00
RYDER	SHANE	Shift Manager	\$198,619.10	\$1,021.68
RYFA	KEN	Mgr., Financial Reporting & Budgets	\$151,262.97	\$617.76
RYMES	CHARLES	Shift Manager	\$184,342.38	\$950.40
RYPSTRA	FRED	Authorized Nuclear Operator	\$180,388.12	\$662.66
SAAGI	LEO	Tech. Advisor, Nuclear Analysis	\$110,925.23	\$573.00
SABA	ALEX	Power Marketer	\$155,073.19	\$3,628.28
SABOTIG	MARIO	Technical Superintendent	\$107,555.75	\$506.88
SADOWSKI	PAUL	Project Manager	\$149,379.94	\$934.56
SAIEDFAR	MOHAMMED	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$103,647.21	\$567.36
SAINSBURY	S. K.	Field Shift Operating Supervisor	\$127,106.29	\$588.00
SAKHUJA	SUDESH	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$132,367.21	\$516.00
SAKULA	MICHAEL	Trades Supervisor - Maintenance	\$130,104.71	\$589.50
SAKUTA	ALEX	Senior Design Engineer	\$106,781.18	\$522.00
SALDANHA	L. O.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$110,730.27	\$470.34
SALIBA	MARK	FLM, Chemical Laboratory	\$111,954.02	\$534.00
SALOPEK	JEAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$129,340.14	\$528.00
SALTES	RICK	Manager, Niagara Services	\$129,897.76	\$817.74
SAMUELS	JODY	Inside Sales Coordinator	\$111,531.21	\$522.72
SANASI	JAI	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$154,675.79	\$1,169.20
SANDERS	PAUL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,775.11	\$444.00
SANDERSON	W. E.	Control Maintenance Assessor	\$119,896.05	\$497.52
SANKER	L. L.	FLM, Control/ Mechanical	\$161,457.66	\$576.00
SANTIN	MAURIZIO	Unit Operator	\$111,631.83	\$444.00
SARVARI	FRANK	FLMa, Civil II	\$101,219.42	\$390.72
SAUGER	JOHN	Director, Outage Management	\$352,676.47	\$1,719.11
SAUL	MAURICE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$116,106.22	\$1,737.63
SAVAGE	MIKE	Control Room Shift Supervisor	\$170,380.46	\$696.00
SAVOIE	EMEREL	Coal Plant MEO Journeyperson	\$112,614.04	\$335.94
SAWLER	JOHN	Products & Serv. Design & Delivery Mgr.	\$117,120.04	\$586.08
SAWYER	DAN	Section Manager, Outage	\$183,717.43	\$708.00
SAWYER	MARY LOU	Director, Employee Communications	\$153,189.60	\$942.48
SCALLEN	GREG	Solicitor	\$115,700.48	\$792.00
SCALLY	SEAN	Inspection & Maintenance Technician II	\$119,979.33	\$380.16
SCANNELL	DARREN	Shift Control Technician	\$114,413.02	\$454.50
SCARFO	MIKE	Civil Maintainer I UTS Level 3	\$114,901.54	\$461.52
SCARLETT	SHEILA A.	Section Manager, Site Security	\$127,257.02	\$285.12
SCHACHT	JIM	Production Manager	\$155,747.74	\$934.56
SCHAEFER	JEFFREY	FLM, Radiation Control	\$113,216.33	\$580.78
SCHAEFER	PAUL	FLM - Large Facilities	\$118,726.03	\$768.24
SCHEEPERS	ANDY	System Window Coordinator	\$141,928.26	\$588.00
SCHIEBEL	WERNER	Electrician Construction	\$105,569.55	\$0.00
SCHILLACI	STEVEN	Maintenance Specialist	\$113,604.82	\$586.08
SCHILZ	FRANK	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$113,398.69	\$743.05
SCHJOTT	PAUL	Supervising Nuclear Operator	\$109,437.22	\$541.50
SCHLITT	WILLIAM	SM, Design Basis Reconstitution	\$115,230.13	\$768.24
SCHMID	GARY	FLM, Control/ Mechanical	\$100,642.43	\$506.88
SCHOENERKLEE	WOLFGANG	Site Work Protection Coordinator	\$115,999.68	\$501.60
SCHOFFRO	ROBERT	Sr. Protection & Control Technologist	\$113,285.15	\$571.50
SCHOFIELD	B. D.	FLM, Control/ Mechanical	\$144,709.74	\$564.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SCHOFIELD	KURT RICHARD	Millwright Foreman - Construction	\$122,916.60	\$0.00
SCHOFIELD	LONNIE	Shift Outage Manager	\$107,594.25	\$474.00
SCHOFIELD	PHIL	SM, Construction Support	\$127,202.82	\$855.36
SCHOIJETT	ALEX	VP, Infrastructure & Architecture	\$258,706.86	\$506.88
SCHOLES	BRIAN	Inspection & Maintenance Technician II	\$118,904.15	\$446.34
SCHREIBER	PAUL	Authorized Nuclear Operator	\$175,820.20	\$651.75
SCHRYER	ROGER	Authorized Nuclear Operator	\$180,482.57	\$680.56
SCHULTZ	STEVE	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,672.22	\$444.00
SCHUMACHER	PAUL	Planning Specialist	\$102,035.07	\$539.52
SCHWABE	ULRICH	Director, Maintenance Support	\$197,250.58	\$1,219.68
SCOTT	EDWIN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$102,544.92	\$717.65
SCOTT	IAN	Shift Site Supervisor	\$137,129.43	\$556.86
SCOTT	MICHAEL	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$111,187.48	\$530.34
SCOTT	MIKE	Civil Maintainer II Journeyperson	\$111,009.41	\$376.68
SCOTT	R. N.	Control Room Shift Operating Supervisor	\$183,478.18	\$771.36
SCOTT	RUSSELL	Section Manager, Facility Services	\$103,239.90	\$504.72
SCOTT-DIXON	CHRIS	Shift Supervisor In Training	\$121,068.34	\$592.50
SCRUTON	CHRIS	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$114,483.65	\$390.72
SCULLY	JOHN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$111,352.23	\$432.00
SCURR	JOHN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$119,544.69	\$537.36
SEBELE	BOB	Shift Serviceworker UTS	\$135,238.40	\$450.36
SECKINGTON	BLAIR R.	Senior Advisor, Fossil Technology	\$144,388.66	\$554.40
SEDOR	SUE	Manager, Transaction Management	\$128,163.84	\$863.28
SEEDHOUSE	S. A.	Director, Radiation Protection	\$207,510.69	\$572.24
SEEDMAN	DON	Manager, Facility Services, Crop.	\$127,738.70	\$827.64
SEGU	JASVINDER	Supervising Nuclear Operator	\$117,500.59	\$527.52
SEGUIN	PAUL	Shift Advisor, Technical Support	\$105,527.13	\$438.24
SEIGEL	TERRY	Sr. Advisor, Corp Leadership Dev.	\$151,375.27	\$1,526.34
SEIVERIGHT	GRANT	Director, Fuels	\$163,031.97	\$958.32
SELBY	DON	Authorized Nuclear Operator	\$155,780.11	\$679.94
SELKIRK	BRETT	ANOIT - Nuclear Operator	\$116,901.44	\$511.50
SELKIRK	S. J.	Authorized Nuclear Operator	\$180,005.79	\$654.47
SELLARS	JIM	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$141,225.15	\$449.00
SELLERS	CRAIG C.	Director, Restart Engineering, Pick A	\$170,315.19	\$749.76
SELLORS	JOSEPH	FLM, Chemical Laboratory	\$115,025.29	\$534.00
SEMPLE	DOUG	Manager, Nuclear Fuel Supply	\$128,537.10	\$831.60
SENIOR	DONALD	Control Room Shift Supervisor	\$191,805.76	\$777.36
SENKPIEL	HAROLD	Nuclear Operator	\$101,588.66	\$476.00
SEPPALA	DAVID	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$128,136.91	\$552.00
SERVOS	LAWRENCE	Health Physicist	\$114,940.76	\$522.00
SETHI	SIDHARTH	Senior Design Engineer	\$121,042.85	\$546.00
SEVERIN	M. H.	FLM, Control/ Mechanical	\$116,473.62	\$600.00
SEVERIN	STEPHEN	FLM, Control/ Mechanical	\$108,435.12	\$558.00
SHADY	FRED	Senior Technical Specialist	\$103,742.67	\$588.00
SHAFFAF	YOUSSEF	SM, Mechanical Equipment	\$111,702.23	\$557.30
SHAFTO	BROOK	Performance & Testing Technologist	\$138,931.22	\$499.90
SHAH	A.	Control Maintenance Assessor	\$110,645.05	\$497.52
SHAH	RAJ	Project Leader II	\$144,391.47	\$532.50
SHAH	SAEED	Sr. Engineer, Civil/ Mechanical/ Elec.	\$102,578.87	\$576.36
SHAH	SUSHIL	Manager, Commercial Forecasting	\$151,088.58	\$303.60
SHAIKH	SHAIKAT	Training Officer	\$106,518.29	\$513.36
SHAM	ALBERT	Control Maintenance Assessor	\$120,783.38	\$497.52
SHAM	GEE	Project Leader II	\$151,708.43	\$546.00
SHANAHAN	MIKE	SM, Major Components/ Life Cycle	\$119,492.48	\$543.84
SHANNIK	DOUG	FLM, Control/ Mechanical	\$109,557.90	\$606.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SHANNON	JOHN	Supervisor - Warehousing	\$106,754.86	\$453.36
SHANTZ	LORNE	Authorized Nuclear Operator	\$173,408.03	\$675.46
SHAPIRO	KALMAN	Project Technician II - Mechanical	\$132,027.07	\$363.66
SHARAWY	PETER	Section Manager	\$106,001.07	\$621.36
SHARMA	GIAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$106,641.90	\$444.00
SHARMA	VISHAN	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$115,152.05	\$552.00
SHAUGHNESSY	MIKE	Material Analyst I	\$118,179.19	\$414.36
SHAVER	BILL	Senior Credit Analyst	\$100,319.47	\$579.48
SHAVER	ED	Coal Plant MEO Journeyperson	\$109,830.64	\$381.84
SHAVER	KATHRYN	Director, Strategic Issues	\$153,849.65	\$298.32
SHAVER	TOM	Authorized Nuclear Operator	\$172,912.06	\$654.43
SHAW	BERNIE	Project Technician I - E & C	\$100,810.55	\$484.02
SHAW	JOHN J.	Site Training Director	\$195,272.72	\$485.32
SHAW	RICHARD	Section Manager, Warehousing	\$111,256.97	\$213.84
SHEA	MARK	Asset & Technical Services Manager	\$125,343.36	\$554.40
SHEFFER	EUGENE	Shift Control Technician	\$113,261.35	\$452.02
SHEINFELD	JOEL	Sr. Manager, Contract Administration	\$146,408.41	\$617.76
SHEMILT	JEFF	Manager	\$122,658.68	\$580.80
SHEMRANIFAR	AMIR	Project Manager	\$100,674.44	\$588.00
SHEPHARD	BRUCE	Shift Unit Supervisor	\$127,081.42	\$477.18
SHEPPARD	DOUG	Authorization Training Supervisor	\$186,030.34	\$738.00
SHEPPARD	NEIL	Supervising Nuclear Operator	\$101,770.07	\$527.52
SHERIFF	JOHN	Trades Supervisor - Maintenance	\$103,278.55	\$817.75
SHERWOOD	HARRY	Section Manager	\$100,056.47	\$588.00
SHEVCHENKO	OLEG	Lead Auditor, General	\$105,767.96	\$540.00
SHIEL	BRENDAN	Senior Shift Control Technician	\$134,897.80	\$542.34
SHIELDS	PAUL	Senior Shift Control Technician	\$116,118.48	\$542.34
SHIMKOFF	JOHN	Shift Production Technician - Chemical	\$105,770.97	\$465.00
SHIPOSH	CELINA	Team Leader - Information Mgmt	\$101,147.07	\$594.00
SHIPP	GEORGE	ANOIT - Nuclear Operator	\$107,562.52	\$607.50
SHIU	BENJAMIN	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$126,516.31	\$528.00
SHOEMAKER	ROY	Senior Shift Control Technician	\$122,301.18	\$466.50
SHONIKER	STEVE	Assistant Technical Engineer/ Officer	\$126,193.10	\$486.00
SHOON	EDDISON	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$108,826.39	\$543.36
SHORE	KYLE	Project Leader II	\$117,465.52	\$567.36
SHOUKAS	LOUIE	Controller - Darlington	\$122,498.59	\$543.84
SHOUKRI	SUSAN	Business Manager	\$123,706.12	\$768.24
SHUM	LIN	Project Planning Engineer/ Officer	\$100,793.07	\$514.80
SICILIANO	S.	Supervising Nuclear Operator	\$138,571.23	\$541.50
SICOLI	JOE	Unit Operator	\$135,268.72	\$444.00
SIDDALL	ANGELA	First Line Manager, Inventory	\$107,516.10	\$456.00
SIDDALL	G. A.	FLM, Facility Services (P/ D)	\$134,752.38	\$523.50
SIDDIQI	FARRUKH	Sr. Technical Eng./ Officer	\$142,428.19	\$1,641.75
SIDDIQUI	ZAKIR	Sr. Technical Eng./ Officer	\$101,608.05	\$432.96
SIDEY	DUNCAN	Manager, Engineering	\$130,269.67	\$784.08
SIDHU	H. S.	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$129,065.95	\$444.00
SIDOCK	BARRY	Day at Hand Advisor (Shift)	\$144,095.15	\$588.72
SIEBER	STEVE	Site Project Engineer/ Officer	\$115,098.86	\$543.36
SIEGELE	MARTIN	Section Manager, Systems	\$115,183.58	\$467.28
SIKORA	BRIAN	FLM, Civil Maintenance	\$102,972.53	\$501.36
SILEIKIS	ANDREW	Shift Control Technician	\$102,858.73	\$466.50
SILLMAN	CHARLENE	Manager, Cost Reporting & Systems	\$118,322.04	\$3,222.45
SILLS	FRED	FLMa, Civil I Cranes	\$101,185.93	\$461.52
SILVER	MIKE	Unit Operator	\$114,737.48	\$444.00
SIMKO	DAN	Shift T & WE Mechanic - UTS Level 2	\$109,097.82	\$517.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SIMM	GRAHAM	Trades Supervisor - Maintenance	\$132,316.24	\$568.86
SIMMONS	GRAHAM	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$100,988.99	\$516.00
SIMMONS	ROGER	Electrician Construction	\$140,565.00	\$0.00
SIMMONS	WILLIAM J.	Director, Engineering Services	\$139,131.56	\$492.80
SIMOES	A. F.	Control Room Shift Operating Supervisor	\$235,211.30	\$671.52
SIMOES	CHRISTOPHER	Electrician Construction	\$105,746.67	\$0.00
SIMON	DAVID	Shift Control Technician	\$100,924.78	\$466.50
SIMONAVICIUS	ALGIMANTAS	SM, Supply Chain Governance	\$104,752.47	\$606.00
SIMONI	UGO	Project Technician I - E & C	\$123,644.21	\$509.52
SIMPKINS	BOB	Unit Operator	\$104,109.90	\$444.00
SIMPSON	CATHERINE	Logistics Coordinator	\$115,246.96	\$528.00
SIMPSON	HUGH	FGD Supervisor	\$120,432.38	\$513.00
SIMPSON	KEITH	Section Manager, MNTCE Programs	\$120,501.73	\$618.00
SIMPSON	RICK	Production Supervisor - Shift	\$109,255.68	\$318.00
SINCLAIR	ALAN	Team/ Project Leader, Pay	\$120,741.89	\$799.92
SINCLAIR	BRAD	FLM, Control/ Mechanical	\$119,643.99	\$498.08
SINCLAIR	JEFF	Nuclear Operator	\$100,353.48	\$429.00
SINCLAIR	M. L.	Manager, Safety Strategy	\$132,341.08	\$831.60
SINCLAIR	STEPHEN	Nuclear Operator	\$118,318.13	\$457.00
SINGH	ANOOP	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$103,235.98	\$513.36
SINGH	JAI	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$107,990.65	\$862.42
SINGH	JITENDRA	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,497.25	\$432.00
SINGH	KARAM	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$105,000.52	\$444.00
SIRACUSA	JOE	Manager, Tech. Support & Svcs	\$161,534.90	\$855.36
SIROTA	YARO	Shift Manager	\$208,435.95	\$1,013.76
SISSON	JEFF	Sr. Site IT Champion	\$102,545.50	\$588.00
SITTER	DON	Control Technologist	\$104,541.49	\$512.34
SITTER	M. G.	Section Mgr., Component Engineering	\$107,423.53	\$744.48
SITZES	GARY	Shift Stockkeeper (Fossil)	\$115,693.99	\$363.36
SIU	KEITH	Senior Design Engineer	\$112,524.41	\$516.00
SKELTON	PAM	FLMa, Chemistry Laboratory	\$118,208.88	\$529.50
SKELTON	PETE	Section Manager	\$102,159.07	\$528.00
SKOTAR	VOLODYMYR	Shift Maintainer II - Control (Fossil)	\$101,293.33	\$884.02
SKOWRONSKI	MAREK	FLM, Control/ Mechanical	\$144,219.71	\$527.80
SKREPNEK	EDWARD	Authorization Training Supervisor	\$168,128.44	\$759.36
SKUCE	MARK	Senior Advisor, Nuclear Governance	\$117,120.41	\$760.32
SLADE	JACK	Shift Control Technician	\$107,130.90	\$512.38
SLEEMAN	ALLAN	Level 1A Operator	\$104,534.85	\$542.34
SLOAN	SUSAN	Material Analyst I	\$107,495.28	\$390.36
SLOOS	KELVIN	ANOIT - Nuclear Operator	\$117,086.98	\$603.50
SMALE	JANE	Senior Human Resources Officer	\$142,666.01	\$293.04
SMALLMAN	CRAIG	Site Controller	\$123,768.30	\$384.77
SMART	P. F.	Authorization Training Supervisor	\$146,516.26	\$774.84
SMART	THOMAS	Section Manager	\$120,052.61	\$799.92
SMIT	BILL	FLMa, Civil I Cranes	\$129,866.64	\$473.52
SMITH	B. A.	Manager, Business Services, Crop.	\$136,312.28	\$839.52
SMITH	BLAIR	Shift Control Technician	\$102,190.53	\$0.00
SMITH	BRETT	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$102,402.48	\$870.74
SMITH	BRIAN	Manager, Risk & Assurance Services	\$131,537.58	\$815.76
SMITH	BRIAN	Unit Operator	\$100,940.74	\$444.00
SMITH	BRIAN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$116,973.91	\$432.00
SMITH	CAMERON	Team/ Project Leader, Pay	\$119,486.34	\$776.16
SMITH	CYNDIE	Sr. Advisor, Customer/ Mrkt Intelligence	\$104,164.07	\$612.00
SMITH	DAN	System Window Coordinator	\$128,586.85	\$516.00
SMITH	ERIC	Power Marketer	\$114,790.16	\$6,979.48

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SMITH	FIDEL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$112,447.34	\$432.00
SMITH	GREGORY	Senior Vice President	\$812,328.61	\$3,400.82
SMITH	HAROLD	Coal Plant MEO Journeyperson	\$106,898.73	\$381.84
SMITH	J. C.	Senior Shift Control Technician	\$115,107.74	\$542.34
SMITH	J. J.	Authorized Nuclear Operator	\$158,385.09	\$654.47
SMITH	JIM	Manager	\$122,416.76	\$554.40
SMITH	NIENKE	Mgr., Perf. Assur., Eng. Strat. & Supp	\$107,487.05	\$250.80
SMITH	PHILIP	Shift Manager	\$200,521.26	\$1,017.72
SMITH	RAYMOND	Authorized Nuclear Operator	\$168,917.15	\$575.63
SMITH	ROB	FGD Supervisor	\$107,313.28	\$513.00
SMITH	ROBERT	Coal Plant Mobile Equip. Oper. UTS	\$105,575.03	\$447.00
SMITH	ROD	Coal Plant MEO Journeyperson	\$105,584.71	\$335.94
SMITH	ROGER	Trades Mgmt Superv., Coal Yard Mobile Eq	\$101,244.33	\$460.50
SMITH	STEPHANIE	Shift Supervisor In Training	\$141,669.19	\$690.00
SMITH	THOMAS	Shift Control Technician	\$126,251.58	\$466.50
SMUCK	DAVE	Site Project Engineer/ Officer	\$145,140.52	\$552.00
SNIP	ERNIE	Trades Supervisor - Maintenance	\$109,153.29	\$565.50
SNOW	J. G.	FLM, Construction	\$138,978.12	\$636.00
SNOW	MARK	Shift Control Technician	\$151,250.58	\$399.96
SNOWDEN	D. W.	Section Manager, TRF/ HW Tech.	\$119,609.69	\$815.76
SNOWDON	BRIAN	I.T. Program/ Service Manager	\$124,887.70	\$831.60
SNOWDON	L. E.	Shift Control Technician	\$111,947.84	\$454.50
SO	ALAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$108,134.99	\$467.28
SOARES	JOHN	Authorized Nuclear Operator	\$186,384.38	\$653.97
SOBCHAK	GARY	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$117,061.84	\$519.84
SODHI	LAKHBIR SINGH	Project Leader II	\$110,324.56	\$573.36
SOHI	ROBBY	Plant Programming Coordinator	\$137,834.56	\$785.79
SOLAIMANI	MORAD	Project Leader II	\$108,449.79	\$972.15
SOLANKI	RAMESH	Sr. Technical Eng./ Officer	\$112,599.88	\$414.48
SOLES	BRADFORD	Shift Emergency Response Manager	\$119,660.24	\$519.00
SOMARU	DEODATT	Functional Area Coordinator	\$108,379.67	\$522.00
SOMERVILLE	DARRYL	FLM, Control/ Mechanical	\$113,982.91	\$564.00
SOMOGYI	PAULINE	Cost & Schedule Analyst	\$103,349.25	\$545.50
SOOD	SAV	SM, Tritium & Heavy Water Mgmt	\$154,862.81	\$657.36
SOOKNANAN	J. L.	Control Maintenance Assessor	\$114,450.08	\$480.56
SORIN	ELENA	Sr. Technical Eng./ Officer	\$109,654.34	\$513.36
SOUTAR	D. F.	SM, Operations & Maintenance	\$103,823.05	\$475.20
SOWAGI	JOHN	SM, General Training	\$114,985.71	\$776.16
SPATZ	THOMAS	Ironworker Foreman Construction	\$122,749.73	\$0.00
SPEARIN	M. R.	Control Room Shift Operating Superv.	\$171,897.80	\$654.47
SPECK	CHRISTOPHER	Unit Operator	\$103,295.82	\$444.00
SPEED	JON	Real-Time Trader (Shift)	\$139,090.46	\$669.36
SPEER	BRIAN	SM, Mechanical Equipment	\$117,205.69	\$538.56
SPEKKENS	PAUL	Vice President, Special Projects	\$214,216.28	\$1,251.36
SPELT	MARTIN	Shift Supervisor In Training	\$116,416.15	\$672.00
SPENCE	CAMERON	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$135,336.34	\$454.08
SPENCER	B. A.	Supplier Surveillance Technologist	\$103,048.14	\$500.34
SPENCER	GRANT	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$101,277.16	\$546.00
SPIES	ROBERT	Section Manager, Systems	\$164,023.08	\$621.36
SPINOZZI	JOHN (GIOVANNI)	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$103,612.64	\$477.84
SPITZIG	LLOYD	Sr. Technical Advisor - Load Analysis	\$101,283.49	\$491.04
SPOONER	P.	Senior Technical Specialist	\$177,742.05	\$567.36
SPRACKLIN	GORD	Field Shift Operating Supervisor	\$112,080.96	\$508.00
SPRACKLIN	ROSS	Field Shift Operating Supervisor	\$128,634.63	\$558.00
SPRINGETT	BRUCE	Sr. Plant Eng./ Officer - Hydroelectric	\$104,597.07	\$8,359.31

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
SPRUKULIS	PETER	Vice President, Marketing & Sales	\$256,119.97	\$1,146.00
SQUIRE	TERRY	Senior Manager, Communications	\$148,237.87	\$902.88
ST MARTIN	AL	Authorized Nuclear Operator	\$145,431.29	\$579.53
ST MARTIN	B. R.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$105,579.89	\$529.50
ST.ONGE	ERIC	Shift Control Technician	\$110,797.54	\$399.96
STACEY	DAVID	ANOIT - Nuclear Operator	\$119,115.42	\$588.18
STACEY	KENNETH	Shift Supervisor In Training	\$138,777.09	\$533.28
STAFFORD	D. W.	Maintenance Specialist - Strategy	\$135,602.25	\$549.12
STAINES	THOMAS	Controller, Corporate Support Services	\$146,707.77	\$918.72
STAJKOWSKI	BRENT	Power Marketer	\$114,790.16	\$1,563.34
STANTON	PAUL	Mechanical Maintainer Journey person	\$101,189.48	\$432.00
STAPLETON	DOUG	FLM, Civil Maintenance	\$125,987.80	\$513.36
STAPLETON	JAN	VP, Tax	\$225,126.88	\$435.60
STAPLETON	LARRY	Shift Outage Manager	\$110,654.18	\$464.64
STARASTS	I. A.	Manager, Labour Relations	\$135,661.32	\$855.36
STARECKY	LARRY	Contract Engineer/ Administrator	\$106,096.43	\$2,515.86
STARK	WILLIAM	FLM, Construction	\$104,353.22	\$485.76
STARNES	LARRY	Unit Operator	\$108,144.24	\$418.02
STATHAM	GORD	FLM - Large Facilities	\$108,630.86	\$667.80
STAYROPOULOS	JOHN	Supervising Nuclear Operator	\$112,045.63	\$560.46
STEELE	ANDREW	ANOIT - Nuclear Operator	\$112,170.93	\$581.52
STEELE	C.	Field Shift Operating Supervisor	\$108,243.60	\$552.00
STEEVES	TONY	Mechanical Maintainer Journey person	\$110,126.08	\$380.16
STEFANICS	MIKLOS	Nuclear Operator	\$100,244.83	\$441.00
STENCELL	GERALD	Inspection & Maintenance Technician II	\$112,837.46	\$432.36
STEPHAN	NORMAN	Section Manager, Outage	\$156,875.94	\$714.00
STEPHENS	K. L.	Supervising Nuclear Operator	\$119,631.72	\$541.50
STEPHENS	TODD	FLM, Control/ Mechanical	\$129,234.40	\$542.34
STEPHENSON	PAUL	FLM, Civil Maintenance	\$112,893.77	\$471.36
STERLING	JAMES DOUGLAS	Electrician Construction	\$124,022.25	\$0.00
STEVENS	D. N.	System Window Coordinator	\$158,634.25	\$618.00
STEVENS	FREDERICK	FLMa, Radiation Control	\$106,556.04	\$529.50
STEVENS	JAMES	Trades Supervisor - T & WE	\$115,827.72	\$534.00
STEVENS	PHIL	Project Manager, Electricity Production	\$128,009.57	\$3,887.22
STEVENS	ROSS	Shift Outage Manager	\$119,203.47	\$480.48
STEVENS	TOM	Senior Technical Expert	\$102,307.53	\$512.16
STEVENSON	G. C.	FLM, Control/ Mechanical	\$115,670.04	\$558.00
STEVENSON	JEFF	Inspection & Maintenance Technician II	\$113,546.56	\$380.16
STEWART	ALLAN	Section Manager, Maintenance	\$111,961.49	\$784.08
STEWART	BRIAN	Trades Supervisor - Maintenance	\$111,215.69	\$553.50
STEWART	G. D.	Civil Maintainer I UTS Level 3	\$112,712.74	\$461.52
STEWART	G. R.	Supervising Nuclear Operator	\$101,083.83	\$527.52
STEWART	GREGORY	Control Maintenance Assessor	\$111,413.92	\$497.52
STEWART	KEN	FLM, Facility Services (P/ D)	\$104,393.53	\$434.86
STEWART	MIKE	Authorized Nuclear Operator	\$175,193.37	\$572.77
STEWART	ROBIN	Manager, Taxation	\$116,565.85	\$248.16
STIERS	DAVE	Section Manager, Scheduling	\$117,547.61	\$823.68
STOCK	SANDY	Manager	\$130,832.38	\$863.28
STOCKTON	R. J.	I.T. Program/ Service Manager	\$116,379.23	\$760.32
STOJAKOVIC	MIODRAG	Section Manager, Piping Design	\$104,989.99	\$736.56
STOLL	ERNIE	Teamster Foreman - Construction	\$102,546.81	\$0.00
STONE	DARRELL	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$108,672.63	\$1,257.44
STOPAR	JOHN	SM, Deployment & Equip MNTCE	\$109,791.00	\$256.08
STOREY	WAYDE	Mechanical Maintainer Journey person	\$102,899.31	\$425.80
STOUTE	M. L.	Authorized Nuclear Operator	\$155,715.69	\$654.47

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
STOWELL	NICHOLAS	SM, Mech. & Civil Design	\$141,890.91	\$831.60
STOYANOVICH	STOYAN	Project Leader II	\$117,849.28	\$532.50
TRACEY	IAN	Shift Advisor, Technical Support	\$132,097.71	\$1,130.40
STRAUBEL	RALPH	Protection & Control Technologist	\$108,654.59	\$1,191.25
STROEDER	JERRY	Shift Control Technician	\$101,569.59	\$454.50
STRZELCZYK	ANDRZEJ	Senior Design Engineer	\$101,429.58	\$485.76
STUART	EARL	Assistant General Counsel	\$203,471.03	\$657.36
STUBE	RALPH	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$108,207.27	\$454.08
STULBERG	PAUL	Director, Marketing & Strategy	\$140,419.98	\$712.80
STYLES	DARRYLL	Shift Emergency Response Manager	\$156,461.30	\$521.84
STYLES	DAVID JAMES	Tech. Advisor, Nuclear Analysis	\$101,754.07	\$597.00
SU	FRANCIS YILUNG	Senior Design Engineer	\$109,675.30	\$528.00
SUD	YOGESH C.	Technical Engineer/ Officer	\$121,040.82	\$414.48
SUGIYAMA	SHIG	Supervising Nuclear Operator	\$129,317.63	\$527.52
SUKHU	PARMANAND	Shift Maintainer II - Mechanical (Fossil)	\$105,296.23	\$419.52
SULLIVAN	AILEEN	Sr. Off., Human Perf. & Cap. Assurance	\$141,229.46	\$295.68
SUMMERHAYES	BRYAN	ANOIT - Nuclear Operator	\$113,579.64	\$530.64
SUNDARARAJAN	RAGHAVACHARI	Senior Design Engineer	\$141,418.11	\$487.08
SUTHERLAND	HOWIE	Cost & Scheduling Technician	\$104,558.49	\$461.56
SUTTON	DONALD	Plant Programming Coordinator	\$106,183.93	\$1,448.86
SUTTON	KEN	Sec. Mgr., Single Pt of Contact (SPOC)	\$136,964.54	\$768.00
SUTTON	PAUL	Maintenance Specialist - Strategy	\$101,073.55	\$570.00
SUTTON	PETER	Assistant, Maintenance	\$142,520.69	\$564.20
SVAROVSKY	GENE	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$115,514.04	\$451.44
SWAMI	LAURIE	Director	\$137,341.60	\$910.80
SWAREK	TIM	Nuclear Operator	\$102,538.42	\$441.00
SWERDLYK	ROGER	FLM - Maintenance	\$129,531.95	\$768.24
SWITHENBANK	ANDY	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$102,629.38	\$444.00
SWORD	FRASER	Work Coordinator	\$120,231.43	\$612.00
SWORIK	CHRIS	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$101,258.85	\$529.50
SYER	CLAIRE	Buyer I	\$106,719.65	\$414.36
SYKES	R. B.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$123,112.55	\$542.34
SYMONDS	RICK	Shift Control Technician	\$106,766.29	\$466.50
SZAKALL	SANDY	Supervising Nuclear Operator	\$102,247.46	\$463.98
SZCZEPANEK	JAN	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$110,634.11	\$564.00
SZWEC	IVAN	Supervising Nuclear Operator	\$113,536.66	\$463.98
TACKABERRY	RANDY	Unit Operator	\$121,322.45	\$444.00
TAFFERNER	DAVE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$103,840.90	\$444.00
TAKOV	GORAN	Nuclear Operator	\$101,237.78	\$353.10
TALAROWSKI	JOE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$119,516.37	\$985.99
TALNARIU	ERNIE	Control Room Shift Supervisor	\$202,629.60	\$768.00
TAM	DAVID	Nuclear Operator	\$102,228.48	\$441.00
TAM	SUSANNE Y. F.	Senior Business Administrator	\$107,142.38	\$543.36
TAM	WING C.	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$132,433.75	\$477.84
TAMIRIOSGUEE	AHMAD	Project Tech. II - E & C	\$117,520.58	\$363.66
TAMM	ALLAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$131,849.35	\$531.36
TAMMADGE	J.	Plant Manager, Hydroelectric	\$166,336.09	\$1,045.44
TAN	ANTHONY	Contract Engineer	\$104,356.02	\$579.36
TAN	RAYMOND	Shift Maintainer II - Control (Fossil)	\$101,823.03	\$821.43
TANAKA	BRUCE	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$101,153.85	\$597.78
TANNER	ROBERT	Senior Shift Control Technician	\$104,313.19	\$529.50
TAO	TAO	Senior Applications Engineer	\$122,868.93	\$588.00
TAPSCOTT	BRENT	System Window Coordinator	\$129,431.34	\$558.00
TARAS	JOHN	Section Mgr., Process Scheduling	\$114,934.83	\$545.28
TARIQ	MUHAMMAD	FLM, Communications	\$130,468.49	\$432.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
TATE	KEITH	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$106,687.30	\$444.00
TATE	L. R.	Supplier Surveillance Technologist	\$100,032.50	\$500.34
TATUM	D. K.	FLM, Chemical Laboratory	\$115,770.71	\$1,846.24
TAWFIK	JANE	Section Manager, Implementation	\$104,729.82	\$469.92
TAYABALI	HASNAIN	Day Ahead Advisor	\$128,129.96	\$645.36
TAYLER	J. S	Authorization Training Supervisor	\$146,190.31	\$705.36
TAYLOR	DON	Maintenance Specialist - Strategy	\$120,690.64	\$522.00
TAYLOR	DOUGLAS W.	Vice President	\$235,586.84	\$2,447.26
TAYLOR	EVAN GARFIELD	FLM - Large Facilities	\$100,008.65	\$564.30
TAYLOR	GLEN	Shift Control Technician	\$105,053.54	\$4,304.50
TAYLOR	H.	Authorized Nuclear Operator	\$123,859.61	\$671.52
TAYLOR	JOHN	Shift Control Technician	\$126,042.57	\$466.50
TAYLOR	KENT	FLM, Field Engineering	\$119,774.65	\$507.12
TAYLOR	KIM	Manager, Programming	\$119,993.07	\$807.84
TAYLOR	LARRY	SM, Fuel Handling MNTCE	\$114,266.22	\$784.08
TAYLOR	MARTIN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$126,675.75	\$546.00
TAYLOR	MICHAEL	Section Manager, Maintenance	\$132,638.69	\$2,531.91
TAYLOR	MIKE	Boilermaker Foreman Const.	\$117,232.52	\$0.00
TAYLOR	S. M.	Civil Maintainer I Journeyperson	\$110,382.55	\$393.84
TAYLOR	TODD	Section Manager, Maintenance	\$112,142.55	\$792.00
TAYLOR	WILLIAM	Section Manager, Outage	\$129,949.52	\$621.36
TAYS	ROB	Mgr., Fuel Supply Plng Fuels Division	\$126,485.36	\$528.00
TCHEGUS	AL	Shift Unit Supervisor	\$154,612.18	\$482.52
TCHEGUS	BORDAN	Unit Operator	\$123,891.03	\$418.02
TEICHMAN	ANDREW	Executive Director, Investments	\$168,519.89	\$1,092.96
TEICHMAN	TERESA SABINA	I.T. Program/ Service Manager	\$110,736.18	\$736.56
TELFORD	W. M.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$108,785.79	\$542.34
TEMPEST	JOAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$104,687.21	\$464.64
TEMPLE	GLENN	Vice President, Real Estate	\$231,115.15	\$1,306.80
TEMPLETON	PAUL	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$102,028.92	\$391.50
TEN GROTENHUIS	RAYMOND	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$100,113.27	\$465.36
TEPER	B.	Senior Design Engineer	\$102,741.56	\$564.00
TERPLAK	LEN	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$109,917.07	\$627.36
TERRELONGE	NICOLE	Nuclear Operator	\$105,093.24	\$354.26
TERRY	DONALD	Communications Specialist - Site	\$106,486.43	\$528.00
TERRY	KEVIN	FLMa, Civil II	\$100,569.90	\$432.36
TETI	D.	FLM, Control/ Mechanical	\$126,367.25	\$530.50
TETI	R.	Planning Specialist	\$117,195.27	\$471.00
TEZAZU	BANTYEHUN	Project Planning Engineer/ Officer	\$101,392.07	\$594.00
THACKERAY	P. C.	Sr. Construction Tech. - Welding	\$116,315.94	\$509.52
THAM	STEPHANIE	Section Manager, Projects	\$114,597.13	\$261.36
THEEDE	BRENT	Nuclear Operator	\$112,985.52	\$436.50
THELWELL	BILL	Sr. Technical Eng./ Officer	\$125,440.70	\$487.56
THEODORU	BONNIE	Section Manager, Facility Services	\$111,433.02	\$517.44
THEODORU	WILLIAM	Manager, Human Resources	\$135,817.99	\$831.60
TERRIEN	DAN	Shift Control Technician	\$100,766.44	\$378.18
TERRIEN	PIERRE	ANOIT - Supervising Nuclear Op.	\$118,905.85	\$640.10
THIBEAULT	MICHEL	Maintenance Specialist	\$101,329.75	\$564.00
THOMAS	PAUL	Training Tech. - Conventional Safety	\$103,802.89	\$515.46
THOMPSON	ANN MARIE	ANOIT - Nuclear Operator	\$107,000.29	\$603.50
THOMPSON	BARRY	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$130,720.75	\$404.80
THOMPSON	BLAINE	Trades Supervisor - Maintenance	\$108,275.39	\$583.50
THOMPSON	BRUCE	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$108,100.06	\$444.00
THOMPSON	D. B.	FLM, Control/ Mechanical	\$142,827.91	\$576.00
THOMPSON	GEOFF	Field Shift Operating Supervisor	\$119,733.36	\$588.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
THOMPSON	JIM	Shift Serviceworker / Tube & Clamp	\$120,760.26	\$721.98
THOMPSON	ROBERT	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$110,659.41	\$542.34
THOMPSON	RUSSELL	Control Room Shift Operating Supervisor	\$162,411.34	\$708.00
THOMSON	BRUCE	Real-Time Trader (Shift)	\$146,567.94	\$669.36
THOMSON	JIM	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$106,816.44	\$451.44
THOMSON	NICK	FLM, Field Engineering	\$107,975.36	\$460.24
THORNTON	CHARLES	Power Marketer	\$105,473.07	\$1,419.22
THORNTON	MARK	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$112,494.92	\$432.00
THOTTUMKAL	VINODU	Control Maintenance Assessor	\$112,236.20	\$485.52
THREADER	RON	Environmental Advisor	\$104,230.72	\$567.36
THUOT	DENNIS	Authorized Nuclear Operator	\$209,832.68	\$654.47
THURIER	BOB	Section Manager, Quality of Operations	\$110,020.48	\$612.00
TIITTO	ART	Shift Site Supervisor	\$130,621.92	\$556.86
TIJANIC	NICK	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$110,172.12	\$923.80
TILLEY	KEITH	Supervising Nuclear Operator	\$153,392.34	\$541.50
TIMBERG	MARGARET	Solicitor	\$156,295.56	\$707.52
TIMKO	RON	Supervisor - Supply Services	\$144,054.81	\$466.86
TINDALL	MIKE	Section Manager, Training	\$117,192.13	\$768.24
TINKLER	MARK J.	Sr. Advisor, Strategic Planning	\$128,159.56	\$554.40
TIRABORRELLI	FRANK	Work Coordinator	\$128,741.61	\$558.00
TITLEY	COLIN	Site Project Engineer/ Officer	\$124,581.04	\$507.36
TO	CHAU	Inspection & Maintenance Technician II	\$105,780.82	\$273.46
TODD	BILL	System Window Coordinator	\$111,576.36	\$541.44
TODD	JANE	Program Manager, Northwest Fossil	\$153,653.92	\$847.44
TOEWS	KEN	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$110,563.76	\$380.16
TOLTON	PAUL	Manager, Risk & Assurance Services	\$137,488.84	\$891.00
TOMAN	J. B.	Field Shift Operating Supervisor	\$137,465.55	\$576.00
TOMAN	M.	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$123,827.10	\$542.34
TOMASONE	MARINA	Products & Serv. Design & Delivery Mgr.	\$122,827.01	\$588.00
TOMAYER	JEFFERY	Shift Control Technician	\$119,701.89	\$454.50
TOMLINSON	DAVID	Section Manager, Maintenance	\$116,607.70	\$624.00
TONELLO	MARK	Authorized Nuclear Operator	\$153,510.14	\$663.41
TONKIN	CHRISTOPHER	First Line Manager, Operating	\$126,822.95	\$792.00
TOOKE	BRAD	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$100,380.56	\$686.47
TOPOLNISKY	DAVID	Section Manager, Maintenance	\$122,491.04	\$570.24
TOPOLNISKY	MICHAEL	Work Week Leader	\$121,789.38	\$576.00
TOPPER	ROLAND	Radiation Protection Technician II	\$100,354.05	\$408.36
TOTH	PAUL	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$103,598.47	\$567.36
TOUESNARD	ROBERT	Trades Supervisor - Maintenance	\$144,346.60	\$559.50
TOURIGNY	ROLLAND	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$104,449.16	\$444.00
TOWN	BRIAN	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$111,091.42	\$1,090.79
TOWNSEND	DEAN	SM, Secondary Systems	\$115,807.26	\$538.56
TOWRIE	MALCOLM	Senior Technical Specialist	\$102,310.92	\$585.36
TOWSTEGO	GREGORY	Sr. Advisor, US Regulatory Affairs	\$127,898.29	\$847.44
TOWSTEGO	RUBY	Senior Credit Analyst	\$103,206.84	\$600.00
TOZIOS	DAVID	Industrial Hygienist	\$105,422.31	\$531.36
TRACEY	WAYNE	Shift Unit Supervisor	\$124,891.11	\$542.34
TRAFFORD	NORMAN	Supervising Nuclear Operator	\$133,554.63	\$541.50
TRAIN	DAVID	Shift Supervisor In Training	\$120,748.18	\$575.52
TREBILCOCK	TIM	Project Technician II - Mechanical	\$116,134.47	\$363.66
TREEN	NORM	Nuclear Security Officer	\$103,071.27	\$394.30
TREIGE	KEN	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$107,408.36	\$906.44
TRELINSKI	MIKE	Senior Technical Expert	\$154,393.39	\$552.00
TREMBLAY	PIERRE F.	VP, Perf. Improvement & Oversight	\$242,886.01	\$968.00
TREMBLAY	RICHARD	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,639.76	\$0.00

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
TRIANTAFILLOS	F. F.	Coordinator - Projects & Contracts	\$138,987.52	\$489.36
TRIBOU	JOHN	Manager, Nuclear Safety	\$115,405.00	\$689.04
TRINCA	G.	Authorized Nuclear Operator	\$182,933.51	\$654.47
TRYLINSKI	DR	Training Tech. - Emergency Response	\$101,518.60	\$515.46
TRYPUC	RAY	System Window Coordinator	\$145,679.65	\$600.00
TRZEBIATOWSKI	FRANK	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$109,080.87	\$537.36
TRZECIAKOWSKI	J.	Manager, NDE Systems	\$161,624.04	\$0.00
TSANG	KAM WING	Sr. Technical Eng./ Officer	\$135,885.01	\$647.54
TSE	SIMON	Sr. Technical Eng./ Officer	\$107,500.14	\$507.36
TSE	WILLIAM	Sr. Technical Eng./ Officer	\$103,744.31	\$472.56
TSIN	ROBERT	Section Manager, Financial Accounting	\$110,115.10	\$515.68
TSUI	ATHENA	System Window Coordinator	\$109,808.66	\$448.36
TUCK	DARYL	FLM - Operating Units	\$116,729.80	\$507.56
TUCKER	SHELLEY	Manager	\$133,904.27	\$871.20
TULETT	MARTIN V.	Manager, Operations Production	\$206,321.82	\$1,180.08
TULK	ROBERT G.	Manager, Nuclear Safety	\$145,507.27	\$887.04
TURCOTTE	ANDY	FLM, Control/ Mechanical	\$153,804.06	\$618.00
TURCOTTE	KERRY	FLM, Control/ Mechanical	\$124,741.49	\$605.56
TURCOTTE	NELSON	FLM - Large Facilities	\$116,363.26	\$768.24
TURGEON	NORMAND	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$120,861.25	\$1,028.56
TURNER	DOUGLAS	Nuclear Operator	\$104,913.08	\$429.00
TURVEY	ROB	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$103,463.78	\$775.12
TUSKAN	IVAN	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$104,351.62	\$391.50
TUTKOLUK	DANIEL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$104,291.66	\$444.00
TWEEDIE	GERARD	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$107,798.88	\$444.00
TWOMEY	JAMES	Senior VP, Electricity Production	\$689,259.08	\$4,876.20
TYMEC	M. A.	Supervising Nuclear Operator	\$103,959.54	\$527.52
TZAMBAZIS	VINCENT	Technical Engineer/ Officer	\$103,642.49	\$396.00
UPADHYAYA	AJAY	Sec. Mgr., Single Pt of Contact (SPOC)	\$114,564.98	\$593.88
UPSON	LARRY	Manager Work Control	\$256,012.02	\$924.57
URASAMI	ROB	Sr. Technical Eng./ Officer	\$128,115.70	\$477.84
UTRACKI	CHRIS	Sr. Thermal Station Engineer/ Officer	\$108,470.30	\$475.20
UTTLEY	BRYAN	Cost & Scheduling Technician	\$109,848.71	\$471.00
VACHON	MIKE	Shift Control Technician	\$105,911.92	\$454.50
VALCIC	MARK	Senior Design Engineer	\$112,093.89	\$537.36
VALCOFF	VICTOR	Authorized Nuclear Operator	\$195,263.39	\$671.41
VALLEAU	JIM	Authorization Training Supervisor	\$189,832.59	\$738.00
VALLIERE	NALINI	Section Manager	\$104,096.48	\$760.32
VAN BEEK	MARK	Senior Shift Control Technician	\$139,133.31	\$529.50
VAN BOVEN	TABATHA	Electrician Foreman Const.	\$113,147.35	\$0.00
VAN CLIEAF	ROY	Project Site Manager	\$107,244.98	\$545.34
VAN DE WOUW	JIM	Level 1A Operator	\$112,666.39	\$542.34
VAN DEN BREKEL	NICK	Technical Advisor - Fuel Channel	\$143,367.08	\$612.00
VAN DEN HENGEL	JOHN P.	Prog. Planning Mgr., Nuc. Waste Liab.	\$132,084.09	\$847.44
VAN GEMERT	HENRY	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$125,868.97	\$500.34
VAN GOG	BILL	Shift Control Technician	\$105,584.49	\$449.54
VAN HEMMEN	MICHAEL	System Window Coordinator	\$141,320.41	\$606.00
VAN HORNE	THOMAS	Section Manager, Maintenance	\$130,216.16	\$576.00
VAN LANGEN	JOSEPH	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$107,740.28	\$543.36
VAN MARLE	THOMAS	FLM - Large Facilities	\$103,924.35	\$782.90
VAN NESS	CHESTER	Unit Operator	\$105,029.26	\$444.00
VAN NIEDEK	JOHN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$123,345.02	\$465.96
VAN VUGT	JOHN	FLM, Control/ Mechanical	\$138,346.96	\$570.00
VAN WYNSBERGHE	RICK	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$142,851.35	\$1,079.43
VANBERKEL	JOHN	Shift TMS - Maintenance	\$161,199.77	\$491.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
VANDERHEYDEN	JOHN	FLM, Control/ Mechanical	\$110,483.62	\$552.00
VANDERLEE	THEO	Shift Serviceworker (Thermal)	\$102,738.26	\$715.48
VANDERWEL	LAMBERT	Supervising Nuclear Operator	\$109,573.01	\$527.52
VANDERZWET	H. C.	FLM, Control/ Mechanical	\$157,947.11	\$576.00
VANDEVENNE	JOHN	Operator - Commissioning	\$131,904.08	\$444.00
VANHERZELE	GARY	Trades Supervisor - Shift Handypersons	\$101,498.06	\$464.52
VANIN	RONALD	FLM, Control/ Mechanical	\$118,712.90	\$485.76
VANLUVEN	BRENT	Shift Control Technician	\$133,690.68	\$410.52
VANROOY	MARK	Authorization Training Supervisor	\$148,243.78	\$717.36
VANZETTEN	RENARD	Plumber/ Pipefitter - Const.	\$126,951.89	\$0.00
VARDY	BRUCE	SM, Project Engineering	\$108,440.77	\$475.20
VASEY	ROY	Shift Site Supervisor	\$115,742.36	\$556.86
VASILIANU	GABRIELA	Assoc. Eng./ Scientist/ Tech. Officer	\$103,448.73	\$388.08
VAUGHAN	GEORGE	FLM, Control/ Mechanical	\$139,316.68	\$543.28
VEENEMAN	JOHN	Plant Technical Support Manager	\$133,782.55	\$829.62
VEGTER	WILL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$104,759.95	\$432.00
VEILLETTE	PIERRE	Unit Operator	\$101,476.63	\$418.02
VEILLEUX	MIKE	Section Manager	\$109,838.23	\$776.16
VEINOT	D. S.	Director	\$143,790.00	\$0.00
VELA	IVAN	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$127,025.49	\$531.36
VELDHUIS	ROBERT	Sr. Technical Eng./ Officer	\$134,759.21	\$440.88
VELSHI	RUMINA	Director	\$186,806.55	\$1,188.00
VENDITTI	DEL	System Window Coordinator	\$106,139.44	\$612.00
VERBRUGGEN	ROB	Coal Plant Operator	\$101,223.62	\$345.00
VERCILLO	TONY	FLMa, Nuclear Waste	\$103,741.76	\$513.84
VERVILLE	LOUIS	Engineer/ Tech. Office - Water Mgmt	\$111,067.57	\$554.34
VERWEY	CRAIG	Sr. Technical Eng./ Officer	\$100,289.70	\$477.36
VIAU	RONALD	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$109,970.55	\$595.35
VICQ	SHELDON	Shift Site Supervisor	\$112,381.25	\$559.34
VIEGAS	KENNETH	Authorized Nuclear Operator	\$180,329.02	\$668.74
VIEN	ROBERT	Protection & Control Technologist	\$108,203.67	\$518.34
VIJAY	DEVENDRA KUMAR	SM, Piping Systems, Design & Analysis	\$111,425.19	\$627.36
VIKNANEK	DAVID	Supervising Nuclear Operator	\$128,115.91	\$541.50
VILLAGRAN	JORGE	Sec. Mgr., Used Fuel Long Term Mgmt	\$154,409.07	\$618.00
VILLEMAIRE	M. J.	Section Manager, ALARA	\$106,866.29	\$612.00
VINCENT	PETER J.	Manager, Analysis	\$160,376.03	\$997.92
VIOLA	MICHAEL	Section Manager	\$115,630.70	\$792.00
VIRIO	LINDA	Sr. Off., Human Perf. & Cap. Assurance	\$102,388.88	\$245.52
VIS	D. A.	Shift Control Technician	\$128,700.94	\$466.50
VIS	PETER	FLM, Control/ Mechanical	\$129,059.03	\$606.00
VISAN	ALEX	Shift Advisor, Technical Support	\$109,917.67	\$475.20
VISCOMI	JOSEPH	Section Manager, Systems	\$123,942.07	\$594.00
VISRAM	ALNOOR	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$116,974.53	\$543.36
VISSER	GREGORY	Control Technologist	\$104,077.23	\$424.38
VITTI	MARIO	Director, IT Operations	\$144,904.98	\$910.80
VITTORINI	TITO	Supervising Nuclear Operator	\$106,407.59	\$527.52
VLAJKOV	MIKE	Project Technician I - E & C	\$103,123.77	\$509.52
VOJIN	MARK	Supervising Nuclear Operator	\$139,060.03	\$541.50
VON SVOBODA	SONYA	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$103,232.79	\$480.48
VONHATTEN	PAUL P.	Manager, Operations Support	\$183,725.58	\$3,390.62
VOS	BART	First Line Manager, Security	\$122,900.91	\$465.36
VOVES	J.	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$114,923.42	\$470.34
VU	THAO DUC	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$127,977.98	\$451.44
VULANOVIC	BORIS	Shift Supervisor In Training	\$106,491.12	\$436.92
VYNCKIER	JIM	Shift Unit Supervisor	\$150,389.21	\$482.52

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
WAGHORNE	MARK	Project Manager	\$137,366.09	\$679.80
WAINMAN	MARK	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$102,799.64	\$453.18
WAITE	WILLIAM	Level 1A Operator	\$119,374.64	\$542.34
WAITHE	B.	Supervising Nuclear Operator	\$125,960.61	\$541.50
WAKE	HARLAND	Manager, Facility Projects	\$131,895.52	\$865.26
WAKEMAN	JUDY	Senior Human Resources Officer	\$111,306.48	\$744.48
WALACH	TIM	Prod. Superv., Common Facilities Op.	\$102,975.09	\$727.56
WALCHUK	BARRY	Manager, Systems Integration	\$125,045.92	\$831.60
WALDIE	JOHN	Senior Technical Specialist	\$118,804.19	\$588.00
WALIGORA	JAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$126,568.03	\$513.36
WALKER	CATHY	Manager, Information Systems	\$133,901.33	\$570.24
WALKER	CHRIS	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$102,613.49	\$391.50
WALKER	COLLEEN M.	Site Training Director	\$151,565.81	\$982.08
WALKER	GORD	Manager, Field Operations	\$122,908.85	\$823.68
WALKER	GREG	Trades Superv., Coal Yard Operations	\$109,657.93	\$492.00
WALKER	PHILIP	SH, Ontario Markets Settlements	\$109,135.67	\$627.36
WALKER	SYD	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$102,337.09	\$432.00
WALKER	TED	Supervising Nuclear Operator	\$104,160.93	\$527.52
WALKER	W. R.	Training Officer	\$103,191.10	\$513.36
WALL	IAN	Project Manager, Field Campaigns	\$103,642.33	\$535.80
WALLACE	ARCHIE	Electrician Construction	\$104,302.95	\$0.00
WALLACE	BOB	Manager, IT Security	\$141,592.09	\$879.12
WALLACE	M. J.	Authorization Training Supervisor	\$138,564.50	\$717.36
WALLEN	BILL	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$103,032.78	\$31.02
WALLER	RON	Shift Emergency Response Manager	\$122,713.23	\$531.00
WALLMAN	DAVID	Shift Control Technician	\$105,803.21	\$454.50
WALLWORK	J.	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$100,299.17	\$391.50
WALSH	GERARD	Project Manager, Field Campaigns	\$122,541.19	\$491.04
WALTERS	JAMIE	Control Technologist	\$140,864.76	\$512.34
WALTERS	KEN	Electrician Construction	\$104,648.46	\$0.00
WAN	CHIU	Sr. Technical Eng./ Officer	\$118,898.10	\$498.96
WAN	YIN LOK	Sr. Technical Eng./ Officer	\$104,296.82	\$552.00
WANG	GUIPING	Technical Engineer/ Officer	\$115,902.01	\$414.48
WANG	MEIGAO	Technical Engineer/ Officer	\$135,539.41	\$396.00
WANG	SHIRLEY	Sec. Head, Crop. Accounting & Reporting	\$105,876.07	\$621.36
WANNAMAKER	TERRY	Commodity Specialist	\$100,564.07	\$588.00
WARD	R. L.	FLM, Control/ Mechanical	\$148,463.52	\$529.50
WARD	T. J.	Work Coordinator	\$127,251.83	\$600.00
WARDROP	CRAIG	Production Manager, Fossil	\$129,753.24	\$9,259.59
WARK	STACEY	Performance & Testing Technologist	\$106,775.04	\$488.34
WARNER	PETER	Mechanical Maintainer Journeyperson	\$101,842.28	\$444.00
WARNER	RON	Supervising Nuclear Operator	\$132,312.65	\$541.50
WARRINER	GLEN	Trades Mgmt Superv., Hydroelectric	\$102,805.76	\$561.84
WARTMAN	BRENDA	Business Administrator	\$132,238.18	\$264.00
WASSON	RALPH	Unit Operator	\$110,730.84	\$418.02
WATERS	M. R.	Shift Control Technician	\$121,164.09	\$466.50
WATSON	CHRISTOPHER	Section Manager, Operations Programs	\$130,604.80	\$669.36
WATSON	GREGORY	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$101,237.01	\$558.00
WATSON	MARK	Supervising Nuclear Operator	\$106,522.51	\$529.50
WATSON	PAUL	Supervising Nuclear Operator	\$110,962.98	\$527.52
WATSON	R. F.	Project Technician I - Mech.	\$113,548.63	\$509.52
WATT	JOHN	VP, Strategic Initiatives	\$242,268.40	\$6,216.39
WATT	JOHN	Work Week Leader	\$106,789.87	\$558.00
WATT	R.	SM, Fuel Handling Technical	\$109,064.61	\$807.84
WATTERS	GREG	Shift Control Technician	\$124,090.18	\$454.50

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
WATTIE	PHIL	Production Supervisor - Shift Engineer	\$120,506.12	\$618.00
WAY	PHILIP	Unit Operator	\$123,696.45	\$444.00
WAYTOWICH	RICHARD	Shift Supervisor In Training	\$141,855.89	\$520.08
WEATHERSTON	JAMES	Unit Operator	\$112,919.32	\$444.00
WEAVER	NEIL A.	Director	\$161,803.68	\$1,061.28
WEBB	NORMAN	Senior Technical Specialist	\$105,123.85	\$693.18
WEBBER	SCOTT	Performance & Testing Technologist	\$102,396.78	\$4,274.60
WEBER	RICK	Shift Outage Manager	\$111,590.84	\$474.00
WEBSTER	ALLAN P.	Manager, Regulatory Interface	\$143,405.78	\$910.80
WEED	J.	Manager, Technical Services	\$121,416.05	\$847.44
WEIGAND	JONATHAN	Field Shift Operating Supervisor	\$104,660.81	\$576.00
WEIR	DAN	Security Operations Manager	\$101,684.47	\$448.80
WEIR	LARRY	Control Maintenance Assessor	\$105,831.30	\$485.52
WEISGERBER	TONY	Project Manager, Field Campaigns	\$139,882.05	\$570.00
WELLER	BRADLEY	Control Maintenance Assessor	\$105,152.10	\$427.02
WELLER	WAYNE	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$100,764.20	\$6,892.31
WELLS	DAVID	Supervising Nuclear Operator	\$109,168.10	\$529.50
WELLS	WAYNE	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$100,488.49	\$446.16
WELSH	BRIAN	Section Manager, Inventory Mgmt	\$121,117.03	\$5,007.21
WELSH	ROBERT	Authorized Nuclear Operator	\$135,152.64	\$663.41
WEMEKAMP	GARRITT	Section Mgr., Training & Development	\$122,869.48	\$768.24
WESSBECHER	DOROTHY	Nuclear Security Officer	\$104,752.14	\$394.30
WEST	ANDREW	Shift Control Technician	\$120,692.45	\$454.50
WEST	BILL	Shift Control Technician	\$106,963.44	\$454.50
WEST	CHRIS	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$111,665.87	\$694.00
WEST	DAN	Trades Supervisor - Maintenance	\$102,866.14	\$547.86
WESTCOTT	DIANE A.	Director, Wellness & Benefits	\$162,662.70	\$696.96
WESTFALL	LEN	FLM, Cost & Scheduling	\$138,400.81	\$495.36
WESTON	E. H.	Shift Outage Manager	\$162,239.02	\$636.00
WHALEN	BRENT	Project Manager, Field Campaigns	\$129,670.09	\$552.00
WHALLEY	DAVID	Shift Manager	\$178,178.64	\$934.56
WHATELY	RITCHIE	Supervising Nuclear Operator	\$124,161.12	\$458.50
WHEELBAND	IAN	Control Room Shift Supervisor	\$176,759.42	\$762.00
WHEELER	JEFFREY	Shift Production Technician - Planning	\$105,790.90	\$483.00
WHELAN	JAMES	System Window Coordinator	\$178,608.90	\$729.92
WHELEN	SHAWN	Unit Operator	\$117,460.78	\$444.00
WHILLANS	DAVID	Senior Scientist, Science & Technology	\$107,587.47	\$621.36
WHITAKER	BLAKE	Chemical Technician	\$101,302.83	\$453.00
WHITAKER	STEVEN	Mech. Maintainer Union Trades Superv.	\$134,348.11	\$470.46
WHITE	CHAD	Shift Control Technician	\$100,466.89	\$466.50
WHITE	CHRISTOPHER	Control Maintenance Assessor	\$102,520.41	\$485.52
WHITE	DAVE	Work Week Leader	\$119,928.81	\$1,043.52
WHITE	JAMES	Coal Plant MEO Journey person	\$109,155.96	\$381.84
WHITE	JERRY	Electrician Foreman Const.	\$106,578.22	\$0.00
WHITE	PETE	Thermal NDE Technician II	\$110,215.97	\$482.56
WHITEHOUSE	ROBERT	Field Shift Operating Supervisor	\$115,265.26	\$556.80
WHITELOCK	TIM	Shift Maintainer I - Control (Fossil)	\$115,638.20	\$875.37
WHITMAN	DAVE	Shift Unit Supervisor	\$118,630.46	\$477.18
WHITMAN	W. L.	Product Manager, enVision Program	\$105,132.47	\$600.00
WHITNEY	GARY R.	Plant Manager, Hydroelectric	\$198,043.85	\$1,140.48
WHITTAKER	IAN	Civil Maintainer I Journey person	\$100,801.90	\$393.84
WHYTE	BILL J.	Manager, Environmental, Health & Safety	\$129,097.50	\$855.36
WHYTE	JAMES	Dir., Perf. Improv. & Nuc. Oversight	\$128,837.49	\$871.20
WIDGER	PAUL	Auxiliary Plant Operator 4Th Class	\$119,386.04	\$391.50
WIEBE	PETER	Section Manager, Special Safety Sys.	\$118,751.27	\$831.60

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
WIGHTMAN	MURRAY	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$104,033.22	\$531.36
WILHELM	RONALD	FLM, Warehouse - Stockkeeping	\$164,737.19	\$507.36
WILKINS	KEN	Authorized Nuclear Operator	\$146,001.13	\$658.07
WILLIAMS	BRYAN	FLM, Control/ Mechanical	\$120,153.07	\$543.84
WILLIAMS	DON	Manager	\$128,482.09	\$859.32
WILLIAMS	GOSSETT	Sect Manager, TRF/ HW Ops & MNTCE	\$114,068.31	\$760.32
WILLIAMS	JOEL	Authorized Nuclear Operator	\$152,676.71	\$655.72
WILLIAMS	MIKE C.	Manager	\$149,299.21	\$950.40
WILLIAMS	RICHARD	Major Panel Operator	\$101,460.57	\$465.84
WILLIAMS	TERRY	Sr. Advisor, LL Waste Minimization	\$101,539.76	\$588.00
WILLIAMSON	JAMES	Senior Shift Control Technician	\$106,919.87	\$543.58
WILLIAMSON	PERRY	Field Shift Operating Supervisor	\$137,004.33	\$576.00
WILLITS	D. S.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$118,263.02	\$542.34
WILLS	D. J.	Nuclear Waste Operator	\$103,862.48	\$444.00
WILLSON	IAN	Authorized Nuclear Operator	\$163,796.87	\$680.56
WILSON	DAVE	Shift Unit Supervisor	\$117,585.23	\$542.34
WILSON	DON	Manager, Components & Equipment	\$131,871.71	\$295.68
WILSON	JOSEPH	Shift Unit Supervisor	\$138,391.28	\$542.34
WILSON	RON	Manager, Performance & Testing	\$143,019.16	\$8,151.28
WILTSHIRE	D. W.	Shift Control Technician	\$109,795.47	\$454.50
WINECK	JOHN	FLM, Construction	\$147,015.69	\$485.76
WINNITOY	BRETT	ANOIT - Nuclear Operator	\$118,552.46	\$588.18
WINTER	JEFF	Control Technologist	\$125,272.56	\$482.34
WINTER	MIKE	Authorized Nuclear Operator	\$149,047.04	\$644.52
WINTERS	GAYE	Section Manager, Maintenance	\$121,300.77	\$847.44
WISE	PAUL	Sr. Inspection & MTCE Technician	\$154,048.69	\$500.34
WISMER	DONALD ALLAN	SM, Env. Reviews/ Biodiversity	\$100,235.07	\$588.00
WITHERSPOON	JOHN	Manager, Application Services	\$148,931.91	\$934.56
WITKOWSKI	COREY	Millwright Foreman - Construction	\$112,347.97	\$0.00
WIZNIAK	LYNN	Senior Advisor, Strategic Initiatives	\$114,641.80	\$554.40
WODZAK	JEFF	Field Shift Operating Supervisor	\$142,231.63	\$576.00
WODZAK	K. P.	Control Room Shift Operating Superv.	\$225,191.10	\$777.36
WOELKE	ALF	Production Manager	\$143,371.61	\$580.80
WOLFENDEN	ROBERT	Work Coordinator	\$110,835.89	\$540.00
WOLFER	CRAIG	Authorized Nuclear Operator	\$166,729.14	\$662.66
WOLFF	ROGER	FLMa, Nuclear Waste	\$119,764.97	\$501.84
WOLOSZYN	STEVE	Site Project Engineer/ Officer	\$132,125.66	\$445.08
WOLSKE	H.	Shift Emergency Response Manager	\$103,517.30	\$519.00
WONG	ANGELA	Sr. Reg. Analyst, CDN/US Reg. Affairs	\$105,131.07	\$543.84
WONG	CHUN BIU	Nuclear Operator	\$111,108.01	\$441.00
WONG	E. H.	SM, Field Engineering	\$110,804.99	\$240.24
WONG	EDMOND	Project Leader II	\$129,323.63	\$558.00
WONG	JOHN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$136,709.23	\$552.00
WONG	RICHARD	Director, Fin. Strategies & Perf. Mgmt	\$196,501.90	\$807.84
WONG	THOMAS	System Window Coordinator	\$122,197.53	\$594.00
WONG	TOM	Section Manager, ALARA	\$137,409.74	\$618.00
WOOD	FLOYD	Transport & Work Equip. Mech. Jrynp	\$118,619.97	\$413.82
WOOD	JIM	Unit Operator	\$103,235.01	\$444.00
WOOD	JUDITH A.	Manager, Human Resources	\$134,594.36	\$855.36
WOOD	PHILLIP	Shift Control Technician	\$128,653.76	\$466.50
WOODCOCK	JOHN	Dir., HR & Employee Safety	\$145,952.99	\$950.40
WOODCROFT	JAMES	System Window Coordinator	\$143,741.84	\$564.00
WOODFULL	KEN	FLM, Control/ Mechanical	\$131,380.27	\$558.00
WOODHOUSE	RICK	Shift Production Technician - Chemical	\$105,151.13	\$465.00
WOODS	PETER	Authorized Nuclear Operator	\$170,970.57	\$590.78

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
WOODS	STEVE	Manager, Performance Engineering	\$178,314.63	\$1,005.84
WOODWARD	NANCY	Manager	\$124,191.89	\$645.36
WOOLLEY	KEVIN	Supervising Nuclear Operator	\$119,728.11	\$527.52
WOPEREIS	JIM	Mechanical Maintainer Journey person	\$104,513.28	\$432.00
WORONCHAK	AL	Trades Supervisor - Maintenance	\$133,020.11	\$567.84
WORSLEY	ALLEN	Teamster - Construction	\$111,848.30	\$0.00
WRIGHT	BILL	Shift Site Supervisor	\$125,782.00	\$556.86
WRIGHT	BRUCE	Mechanical Maintainer Journey person	\$101,043.25	\$425.80
WRIGHT	CLARK	Nuclear Operator	\$103,420.95	\$429.00
WRIGHT	GARY	Supervising Nuclear Operator	\$111,204.43	\$458.78
WRIGHT	KEN	Shift Site Supervisor	\$118,863.69	\$489.72
WRIGHT	MITCH	Mechanical Maintainer Journey person	\$113,995.89	\$444.00
WRIGHT	PETER	Unit Operator	\$110,602.70	\$392.00
WROBEL	MARTIN	FLM, Radiation Control	\$121,765.36	\$528.00
WROOT	GAVIN	Maintenance Assessor (Nuclear)	\$104,178.56	\$458.34
WUPORI	ARCHIE	Mechanical Maintainer Journey person	\$146,256.85	\$444.00
WYATT	BRENT	ANOIT - Supervising Nuclear Op.	\$116,448.70	\$603.50
WYBREW	GEOFF	Trades Supervisor - Maintenance	\$132,631.87	\$541.86
WYLD	JOHN	Maintenance Specialist - Strategy	\$103,360.97	\$600.00
WYLIE	S.	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$108,558.58	\$513.36
WYLLIE	TERRY	Mgr., Nuclear Business Svc (Multi-site)	\$128,736.26	\$863.28
WYMAN	DAVID	Section Manager, Outage	\$176,672.07	\$687.36
YAKE	CALVIN	Sec. Mgr., Financial Reporting & Ctrl	\$120,826.25	\$831.60
YAKIMISHYN	CRAIG	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$126,312.27	\$516.00
YAM	SIMON	Nuclear Operator	\$109,998.59	\$429.00
YAN	HUBERT JIN LONG	System Window Coordinator	\$152,562.46	\$624.00
YANKANAH	RON	Control Maintenance Assessor	\$115,075.12	\$497.52
YAP	ROBERT W.	Director, Water Resources	\$154,321.22	\$894.96
YAWNEY	WAYNE	Regional Maintainer - Electrical UTS	\$134,593.65	\$755.73
YE	YONG-WOON	Inspection & Maintenance Technician II	\$110,933.43	\$408.90
YEE	WAH	Sr. Eng/Tech Off, Sr. Gen Res. Mgmt Spec	\$105,725.64	\$579.36
YEUNG	BRENDAN	Director, HR Re-Engineering	\$213,000.80	\$1,224.96
YEUNG	TOM	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$119,695.82	\$495.36
YEUNG	WAI-MAN	Shift Control Technician	\$103,157.70	\$81.84
YORKE	LOWELL	ANOIT - Nuclear Operator	\$117,616.10	\$622.48
YOSHIDA	M. L.	Senior Shift Control Technician	\$107,533.41	\$529.50
YOUDELIS	BLAIR	Shift Control Technician	\$103,597.63	\$454.50
YOUNG	ALLAN	Shift Control Technician	\$103,230.20	\$399.96
YOUNG	CHRIS M.	Plant Manager, Nanticoke GS	\$211,041.00	\$990.00
YOUNG	CLINTON	Shift Control Technician	\$100,486.26	\$399.96
YOUNG	DILLON	Unit Operator	\$110,789.68	\$444.00
YOUNG	EDWARD	FLM, Civil Maintenance	\$102,582.62	\$540.00
YOUNG	MARK	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$106,799.47	\$507.36
YOUNG	PAUL E.	Director	\$151,590.86	\$997.92
YOUNG	REG	Trades Supervisor - Maintenance	\$101,076.56	\$550.86
YOUNG	ROBERT	River Control Supervisor	\$117,068.18	\$542.34
YOUNG	RONALD	Sr. Engineer/ Scientist/ Tech. Officer	\$103,880.55	\$552.00
YOUNG	TED	Section Manager, Projects	\$122,812.38	\$1,065.53
YU	MARGARET	Manager, Environment	\$146,830.03	\$879.12
YU	TONY	Senior Design Engineer	\$108,209.34	\$543.36
YUEN	ALEXANDER	Project Leader II	\$107,612.93	\$529.50
ZABANA	SAMER	Technical Engineer/ Officer	\$126,374.00	\$447.36
ZABEK	RICHARD	Shift Control Technician	\$108,412.01	\$410.52
ZABIK	JOHN	Shift Advisor, Technical Support	\$135,620.44	\$624.00
ZADEH	HOOSHANG	Director, IMO Markets	\$225,149.91	\$1,306.80

<u>Surname / Nom de famille</u>	<u>Given Name / Prénom</u>	<u>Position / Poste</u>	<u>Salary Paid /Traitement</u>	<u>Taxable Benefits /Avantages imposables</u>
ZAIDI	RAZA	Section Manager	\$140,019.52	\$507.36
ZAIDI	SYED	Technical Engineer/ Officer	\$138,029.72	\$450.00
ZAKAIB	GARY	Section Manager, Primary Sys. D & A	\$125,259.71	\$823.68
ZAKHEM	GEORGE	Section Manager, Systems	\$121,714.72	\$558.00
ZAMISKA	PAUL	Field Shift Operating Supervisor	\$110,659.67	\$517.44
ZARIFIAN	VAROOJAN	Sr. Technical Engineer/ Officer	\$106,338.61	\$537.36
ZAWADA	STEVE	Control Room Shift Supervisor	\$193,296.87	\$777.36
ZAWISLAK	RALPH	Mechanical Maintainer Journey person	\$103,863.75	\$444.00
ZDUNICH	PAT	Shift Maintainer I - Mechanical (Fossil)	\$136,791.99	\$584.12
ZELNEY	J. M.	Control Room SNO - TRF & F/ H	\$111,698.13	\$542.34
ZEMDEGS	RAIDIS	EQ Project Manager	\$138,848.21	\$871.20
ZEREK	ANDRZEJ	Manager, Market Analysis	\$145,453.75	\$575.52
ZERKEE	DWIGHT	Tech. Advisor, Nuclear Analysis	\$105,823.72	\$600.00
ZHANG	YIQUN	FLM, Field Engineering	\$115,803.27	\$415.36
ZHENG	JIANPING	Sr. Engineer/ Officer - Systems	\$101,576.88	\$561.36
ZHOU	YIJI	Senior Shift Control Technician	\$119,608.60	\$478.50
ZIELINSKI	PRZEMYSLAW	Sr. Engineer/ Scientist - Specialist	\$102,340.96	\$579.36
ZIMMERMAN	ERIC	Field Shift Operating Supervisor	\$129,044.29	\$588.00
ZIPPEL	KIM	Certified Unit "O" Control Room Operator	\$135,769.50	\$579.52
ZOBIN	DAVID	Section Manager	\$117,292.84	\$776.16
ZOLIS	ZITA	Sr. Site IT Champion	\$101,110.07	\$593.00
ZUSKAN	KIM	Prod. Superv., Fuels, Ash & Site Svcs	\$120,955.62	\$815.76
ZWAIGENBAUM	GORD	Sr. Advisor, Project Services	\$105,935.07	\$618.00

Régie des alcools de l'Ontario

Responsabilité quant à l'information financière

Les états financiers ci-joints de la Régie des alcools de l'Ontario ont été compilés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada et leur responsabilité incombe à la direction. Leur préparation suppose nécessairement l'utilisation de données estimatives fondées sur le jugement de la direction, surtout lorsque les opérations visant la période comptable en cours ne peuvent être arrêtées avec certitude que dans les périodes subséquentes. Les états financiers de la LCBO ont été dressés avec soin, compte tenu des limites raisonnables en matière d'importance relative et à la lumière des données disponibles le 11 juin 2004.

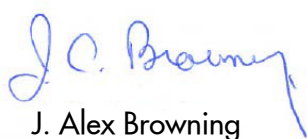
La direction est responsable de l'intégrité des états financiers et tient un système de contrôles internes visant à assurer, d'une part, la protection, avec une certitude raisonnable, des éléments d'actif et, d'autre part, la disponibilité de données financières fiables au moment opportun. Le système comprend un ensemble formel de politiques et de procédures et une structure organisationnelle qui prévoit la délégation de pouvoirs aux personnes ou services compétents et la séparation des responsabilités. Le service de vérification interne évalue constamment et de façon indépendante l'efficacité de ces mécanismes de contrôle interne et communique ses conclusions à la direction et au comité de vérification du conseil d'administration.

Le conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité de vérification des comptes et d'examen de la gestion, est chargé de veiller à ce que la direction assume ses responsabilités en matière d'information financière et de contrôles internes. Le comité de vérification des comptes et d'examen de la gestion, qui comprend trois membres qui ne sont ni des employés ni des agents du conseil, rencontre à intervalles réguliers les cadres, les vérificateurs internes et le vérificateur provincial pour s'assurer que chaque groupe a bel et bien exécuté ses responsabilités respectives. Toutefois, en raison de l'expiration du mandat de deux membres du comité de vérification avant la fin de l'année, les états financiers ont été étudiés et recommandés pour leur adoption par le conseil d'administration et non par le comité de vérification.

Le bureau du vérificateur provincial, qui a vérifié les états financiers, a pour mandat d'exprimer une opinion sur la question de savoir si les états financiers sont présentés d'une façon conforme aux principes comptables généralement reconnus. Le rapport du vérificateur explique brièvement la nature de son examen et exprime son opinion sur cette question.

Au nom de la direction,

Le vice-président principal, Finances et Administration, et chef des Services financiers



J. Alex Browning

Le 11 juin 2004

Bureau du vérificateur provincial de l'Ontario



Régie des alcools de l'Ontario

Rapport du vérificateur

À la Régie des alcools de l'Ontario et
au ministre du Développement économique et Commerce

J'ai vérifié le bilan de la Régie des alcools de l'Ontario au 31 mars 2004, ainsi que l'état des recettes et des recettes non réparties et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Régie. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me fondant sur ma vérification.

J'ai effectué ma vérification conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Régie au 31 mars 2004 ainsi que les résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes généralement reconnus au Canada.

Toronto (Ontario)
le 11 juin 2004

Le vérificateur provincial adjoint
Jim McCarter, CA

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

Bilan
au 31 mars 2004

	2004 (en milliers de dollars)	2003 (en milliers de dollars)
<u>ACTIF</u>		
Éléments d'actif à court terme		
Encaisse et valeurs assimilables à des espèces	60 724	46 385
Comptes clients, clientèle commerciale et autres	28 436	22 365
Stocks	270 246	247 523
Frais payés d'avance	5 812	6 619
	<u>365 218</u>	<u>322 892</u>
Éléments d'actif à long terme		
Actif fixe (Note 5)	<u>227 504</u>	<u>225 045</u>
	<u><u>592 722</u></u>	<u><u>547 937</u></u>
<u>PASSIF ET RECETTES NON RÉPARTIES</u>		
Éléments de passif à court terme		
Comptes fournisseurs et charges à payer	298 755	262 140
Tranche actuelle des engagements du régime de retraite (Note 3)	4 924	4 508
	<u>303 679</u>	<u>266 648</u>
Éléments de passif à long terme		
Engagements du régime de retraite (Note 3)	35 217	32 891
Recettes non réparties		
	<u>253 826</u>	<u>248 398</u>
	<u><u>592 722</u></u>	<u><u>547 937</u></u>

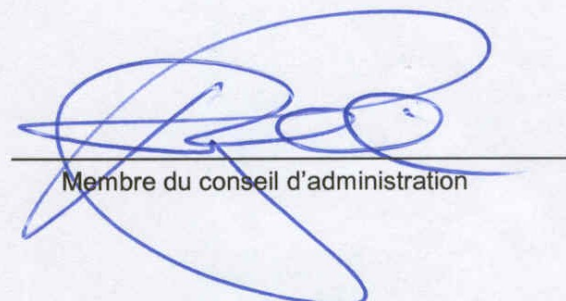
Engagements et faux frais (Notes 6 et 8)

Voir les notes afférentes aux états financiers.

Approuvé par :



Le président-directeur général



Membre du conseil d'administration

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

État des recettes et des recettes non réparties
pour l'exercice ayant pris fin le 31 mars 2004

	2004 (en milliers de dollars)	2003 (en milliers de dollars)
Ventes et autres recettes	3 320 681	3 119 240
Frais et dépenses		
Coût des produits vendus	1 726 475	1 653 739
Succursales de vente au détail et commercialisation	373 978	360 448
Entreposage et distribution	67 470	64 431
Administration	57 413	53 478
Amortissement	49 917	47 602
	<u>2 275 253</u>	<u>2 179 698</u>
Recettes nettes de l'exercice	1 045 428	939 542
Recettes non réparties en début d'exercice	<u>248 398</u>	<u>283 856</u>
	<u>1 293 826</u>	<u>1 223 398</u>
Déductions		
Dividendes versés au Trésor de l'Ontario	1 035 000	970 000
Paievements aux municipalités pour le compte du Trésor de l'Ontario (Note 9)	5 000	5 000
	<u>1 040 000</u>	<u>975 000</u>
Recettes non réparties en fin d'exercice		
	<u>253 826</u>	<u>248 398</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers.

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

État des flux de trésorerie
pour l'exercice ayant pris fin le 31 mars 2004

	2004 (en milliers de dollars)	2003 (en milliers de dollars)
Encaisse d'exploitation		
Recettes nettes	1 045 428	939 542
Amortissement	49 917	47 602
Perte (gain) sur vente d'immobilisations	(234)	(1 306)
	<u>1 095 111</u>	<u>985 838</u>
Postes hors-caisse		
Fonds de roulement	8 628	23 035
Engagements du régime de retraite	2 742	5 850
	<u>1 106 481</u>	<u>1 014 723</u>
Encaisse pour investissements		
Acquisition d'immobilisations	(53 434)	(75 062)
Produits de la vente d'immobilisations	1 292	1 616
	<u>(52 142)</u>	<u>(73 446)</u>
Encaisse pour activités de financement		
Dividendes au Trésor de l'Ontario	(1 035 000)	(970 000)
Paiements aux municipalités pour le compte du Trésor de l'Ontario	(5 000)	(5 000)
	<u>(1 040 000)</u>	<u>(975 000)</u>
Augmentation (diminution) de l'encaisse en cours d'exercice	14 339	(33 723)
Encaisse et valeurs assimilables à des espèces en début d'exercice	<u>46 385</u>	<u>80 108</u>
Encaisse et valeurs assimilables à des espèces en fin d'exercice	<u>60 724</u>	<u>46 385</u>

Voir les notes afférentes aux états financiers.

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO**Notes afférentes aux états financiers
au 31 mars 2004**

1. NATURE DE LA SOCIÉTÉ

La Régie des alcools de l'Ontario (Régie) est une société sans capital action constituée en vertu de la *Loi sur les alcools*, qui constitue le chapitre L.18 des Lois refondues de l'Ontario de 1990. La société est une entreprise du gouvernement chargée de régir la production, l'importation, la distribution et la vente des boissons alcooliques dans la province de l'Ontario. Une société d'État, la Régie est exempte d'impôts aux termes de l'alinéa 149 (1) d) de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). La Régie verse la plupart de ses profits sous forme de dividendes au Trésor de l'Ontario.

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES**a) Comptabilité de base**

Les états financiers de la Régie sont préparés conformément aux conventions comptables généralement reconnues au Canada.

b) Inventaire

Les stocks sont comptabilisés au coût le plus bas et à la valeur de réalisation nette, établie selon la méthode de la moyenne mobile.

c) Immobilisations

Les principales dépenses en immobilisations dont la durée d'utilisation excède l'exercice en cours sont capitalisées au prix coûtant et amorties selon la méthode linéaire de durée d'utilisation prévue, comme suit :

Bâtiments	20 ans
Mobilier et agencement	5 ans
Améliorations locatives	5 ans
Matériel informatique	3 ans

Les dépenses mineures en immobilisations et les frais de réparation et d'entretien sont portés au compte des bénéfices.

d) Utilisation des prévisions

La préparation des états financiers exige l'utilisation, par la direction, de données estimatives et d'hypothèses qui influent sur le montant déclaré des éléments d'actif et de passif à la date des états financiers et sur les montants déclarés des recettes et des dépenses pendant la période comptable visée. Les données réelles pourraient différer de ces données estimatives.

e) Encaisse et valeurs assimilables à des espèces

L'encaisse et les valeurs assimilables à des espèces comprennent les espèces et les placements facilement négociables venant initialement à échéance dans moins de 90 jours.

La politique de placement de la Régie limite les investissements à court terme aux titres de placements liquides facilement négociables tels que les bons du Trésor fédéral/provincial, les acceptations bancaires et les dépôts à terme.

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO**Notes afférentes aux états financiers
au 31 mars 2004**

3. ENGAGEMENTS CONTRACTÉS AU TITRE DES AVANTAGES SOCIAUX

Les engagements contractés au titre des avantages sociaux comprennent les charges des indemnités de cessation d'emploi à payer et les engagements d'indemnité d'accident du travail non capitalisés.

Au cours de l'exercice 2004, le coût des engagements contractés au titre des avantages sociaux futurs a été de 7,5 millions de dollars (8,7 millions de dollars en 2003). Il est inscrit au poste des Frais et dépenses de l'État des recettes et des recettes non réparties. Les engagements contractés au titre des avantages sociaux représentaient, au 31 mars 2004, la somme de 40,1 millions de dollars (37,4 millions de dollars en 2003), dont 4,9 millions de dollars (4,5 millions de dollars en 2003) sont inscrits au poste du passif à court terme.

Le coût des avantages sociaux hors régime de retraite dont jouit le personnel retraité est pris en charge par le Secrétariat du Conseil de gestion. Il n'est pas inscrit au poste de l'État des recettes et des recettes non réparties.

4. RÉGIME DE RETRAITE

La Régie assure des prestations de retraite à tous ses employés permanents (et à ses employés non permanents qui désirent contribuer) par sa participation à la Caisse de retraite des fonctionnaires et au Régime de retraite du Syndicat des employés et employées de la fonction publique de l'Ontario mis sur pied par le gouvernement de l'Ontario.

Ces régimes sont comptabilisés à titre de régimes de retraite à cotisations déterminées, car la Régie n'a pas suffisamment d'information permettant de les comptabiliser comme régimes à prestations déterminées. Les dépenses représentent le montant que la Régie a cotisé aux régimes de retraite au cours de l'année.

En 2004, la cotisation a été de 13,8 millions de dollars (11,1 millions de dollars en 2003). Elle est inscrite au poste des Frais et dépenses de l'État des recettes et des recettes non réparties.

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

Notes afférentes aux états financiers
au 31 mars 2004

5. IMMOBILISATIONS

	2004			2003
	(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)
	Coût	Amortissement accumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Terrain	13 473	—	13 473	13 584
Bâtiments	302 071	207 872	94 199	93 168
Mobilier et agencement	66 248	37 791	28 457	22 539
Améliorations locatives	177 348	113 200	64 148	62 269
Matériel informatique	98 650	71 423	27 227	33 485
	657 790	430 286	225 504	225 045

6. ENGAGEMENTS DE LOCATION

La Régie s'est engagée par contrat de location-exploitation à louer des locaux dont les versements minimaux de loyer sont établis de la façon suivante :

	(en milliers de dollars)
2005	36 841
2006	35 194
2007	33 199
2008	30 741
2009	27 365
Par la suite	206 836
	370 176

7. COUVERTURE

La Régie a conclu des contrats de change à terme pour gérer les risques de cours de change liés à ses achats auprès de fournisseurs étrangers. Un contrat de change à terme est un contrat entre deux parties dans lequel le cours du change à terme est stipulé d'avance.

Au 31 mars 2004, la Régie avait 4 871 250 \$ (4 448 340 \$ en 2003) en contrats de change à terme.

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

Notes afférentes aux états financiers au 31 mars 2004

Le risque de crédit est le risque qu'une partie à un contrat de change à terme ne s'acquitte pas de ses obligations et qu'il en résulte une perte monétaire pour la Régie. La Régie minimise ses risques de crédit en ne faisant affaire qu'avec les principales banques canadiennes à charte et les filiales canadiennes des principales banques étrangères.

8. PROVISIONS

La Régie est touchée par diverses actions en justice rattachées à l'exercice normal des activités d'une entreprise. Il est impossible de prédire à l'heure actuelle l'issue et le règlement définitifs de ces actions. Voilà pourquoi les états financiers ne comprennent aucune provision à l'égard de ces actions. Le cas échéant, les règlements concernant ces provisions seront comptabilisés dans l'exercice au cours duquel ils auront lieu.

9. PAIEMENTS AUX MUNICIPALITÉS

Le Conseil des ministres a demandé à la Régie, aux termes de l'alinéa 5 (2) de la *Loi sur les alcools* de 1990, de verser aux municipalités une contribution de 5 millions de dollars en 2004 (5 millions de dollars en 2003), pour aider à financer leurs coûts de recyclage du verre. Le Conseil des ministres a de plus précisé qu'une somme de 5 millions de dollars devra être versée au cours de chacun des deux prochains exercices.

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

Nom de famille	Prénom	Poste	Salaire	Avantages imposables
ALEXPOULOS	JOHN	Manager, Retail Accounting	\$102,515.58	\$234.90
ARAUJO	VIC M.	General Manager, Operations, Durham	\$102,671.47	\$234.90
ASHDOWN	TONY D.	Director, HR Development	\$126,081.11	\$269.40
BALARJAN	PONNEMBALAN	Consulting Tech. Systems Specialist	\$100,611.05	\$221.98
BARTUCCI	RON	Director, Traffic, Customs & Excise	\$126,080.57	\$269.40
BIDIAN	CATALIN	Senior Programmer Analyst	\$100,312.10	\$167.16
BLYTHE	E. B.	Manager, Financial Quality Assurance	\$102,454.79	\$234.90
BONIC	JAQUELINE E.	VP, Store Dev. & Real Estate	\$155,366.62	\$325.58
BOURRE	DON	Director, Eastern Region	\$146,808.95	\$2,118.64
BRANDT	ANDREW S.	Chair & CEO	\$139,115.93	\$5,308.00
BROWNING	J. A.	Senior VP, Finance & Administration	\$176,926.77	\$13,465.12
BUCK	PETER D.	Director, HR Services	\$146,809.11	\$307.64
BURNS	TAMARA L.	VP, Merchandising	\$159,607.44	\$339.70
BUSBY	MICHAEL B.	Database Administrator	\$100,500.93	\$204.68
CARDINAL	NANCY J.	VP, Marketing Communications	\$168,371.77	\$348.66
CHU	HANG-SUN	Senior Systems Analyst	\$106,867.42	\$204.68
CLEVELY	R.	Director, Central Region	\$120,043.73	\$1,723.62
COLLINS	ROBERT J.	Business Unit Director	\$139,186.29	\$295.11
DAVIO	R. A.	Manager, Pricing Administration	\$112,472.28	\$251.16
DOWNEY	ROBERT K.	Senior VP, Sales & Marketing	\$175,542.43	\$13,465.12
DUTTON	R. A.	Dir., Financial Planning & Development	\$155,010.74	\$325.58
ECKER	ROY W.	Senior VP, Retail Operations	\$172,950.27	\$13,211.12
FARRELL	MICHAEL	Dir., Wholesale Customer Management	\$112,493.99	\$209.08
FEHR	CLAUDIUS	Category Manager, Vintages	\$103,175.82	\$234.90
FISHER	R. G.	Director, Western Region	\$189,816.25	\$315.96
FITZPATRICK	MARY	Senior VP, Gen. Counsel & Corp. Sec.	\$176,926.77	\$13,465.12
FRENCH	ROBERT G.	District Manager	\$102,212.71	\$377.90
GRAHAM-PRENTICE	LAURA	Director, Marketing	\$105,476.20	\$237.72
GREEN	MICHAEL R.	Solicitor	\$146,136.44	\$307.64
HARFMANN	URSULA	District Manager	\$100,501.58	\$534.90
HOLLOWAY	BRIAN	Director, Applications Systems	\$141,684.47	\$307.64
HUYNH-LIU	MY LAN L.	Senior Systems Analyst	\$100,163.05	\$204.68
JAY	DAVID	Systems Manager	\$101,855.29	\$234.90
KALLADEEN	NALINI	Systems Manager	\$101,464.43	\$234.90
KANE	MURRAY D.	Senior VP, Human Resources	\$176,926.77	\$13,465.12
KELLY	HUGH	Senior VP, Information Technology	\$176,926.77	\$13,465.12
KENNEDY	WILLIAM	Exec. Director, Corp. Communications	\$155,366.62	\$325.58
KER	J. G.	Exec. Director, Corporate Policy	\$155,366.54	\$325.58
LAMANTIA	M.	Senior Systems Analyst	\$111,231.77	\$204.68
LANDY	RANDI B.	Business Unit Director	\$136,427.04	\$300.04
LE	NHON T.	Senior Systems Analyst	\$100,898.47	\$204.68
LEE	SUSAN	Manager, Financial Planning	\$103,435.98	\$234.90
LEGER	RICHARD	District Manager	\$105,147.37	\$906.90
LIDDLE	WAYNE R.	District Manager	\$139,201.71	\$478.67
LUMSDEN	PAT	Systems Manager	\$101,464.43	\$234.90
LYONS	CAROL J.	Controller	\$145,271.83	\$307.64
MACGREGOR	MARALISA	Director, Supply Chain	\$146,809.11	\$307.64
MALLET-THOMAS	KATE	Business Unit Director	\$112,084.33	\$263.72
MANNER	JOSEPH	Manager, Economic Policy & Planning	\$104,138.67	\$234.90
MARDIROSSIAN	G. H.	Manager, Information Systems Audit	\$103,445.15	\$234.90
MARSHALL	DAVE W.	Director, Northern Region	\$146,809.11	\$1,035.64
MARTIN	JOHN S.	Senior VP, Logistics	\$168,180.06	\$13,465.12
MCNEE	J. (ANDREW)	Solicitor	\$143,926.71	\$307.64
MISSETICH	DAVID J.	Inventory Manager	\$105,564.47	\$242.50
MOGK-EDWARDS	SHARI L.	Director, Vintages Sales & Purchasing	\$136,427.04	\$300.04
MURPHY	PETER J.	Dir., Conv. Warehousing & Special Svcs	\$143,926.71	\$307.64
MUTLAK	THERESA	Dir., Financial Reporting & Tech.	\$124,071.42	\$269.40
O'BRIEN	BARRY	Director, Corporate Affairs	\$128,605.96	\$269.40
PETER	N. ROBERT	President & CEO	\$273,823.80	\$7,106.62
PEZZOT	BRUNO	Director, Real Estate	\$102,971.63	\$237.72
PIZZOLATO	BRUCE	Director, Durham Facility	\$141,684.28	\$307.64

RÉGIE DES ALCOOLS DE L'ONTARIO

Nom de famille	Prénom	Poste	Salaire	Avantages imposables
POULIN	ROBERT	District Manager	\$102,212.97	\$423.90
RAMSAY	GARY L.	Director, Application Systems	\$143,926.71	\$307.64
RENTON	ALISON E.	Solicitor	\$115,510.42	\$316.32
REYNOLDS	VINCENT	Manager, Tech. Support	\$101,793.79	\$234.90
ROBERTSON	TISH L.	Systems Manager	\$100,143.95	\$234.90
RUSSELL	KEVIN G.	Director, Retail Planning	\$104,912.25	\$237.72
SALVISBURG	A. N.	Director, Customer Service & Admin	\$141,684.47	\$307.64
SCHMIDT	LINDA	Inventory Manager	\$101,522.53	\$238.41
SHERWOOD	GARFIELD G.	Senior VP, Retail	\$218,689.77	\$2,055.55
SKELLY	JOHN P.	Maintenance Shift Supervisor	\$100,513.75	\$177.78
SOLEAS	GEORGE	VP, Quality Assurance	\$152,974.52	\$325.58
STANLEY	THOMAS D.	Director, I.T. Infrastructure	\$117,664.11	\$268.62
STEPHENS	MIKE	Director, Retail Inventory Management	\$118,652.68	\$1,085.64
SUTTON	SHELLEY	Director, Strategic Planning	\$128,213.38	\$269.40
TANG	K. (DAVID)	Consulting Tech. Systems Specialist	\$103,113.90	\$234.90
THIBODEAU	DONALD L.	District Manager	\$102,212.97	\$1,425.90
TONER	DAVID J.	District Manager	\$103,175.82	\$440.90
TUGHAN	WILLIAM H.	Director, Resource Protection	\$126,081.16	\$269.40
TURNER	JIM H.	Director, Western Region	\$146,808.95	\$861.64
VAN KESSEL	RENEE D.	Solicitor	\$123,653.81	\$307.64
WALKER	R. LILA	Director, Compensation & HR Admin	\$126,642.97	\$269.40
WHITELAW	RICHARD J.	Treasurer	\$145,271.76	\$307.64
WILSON	TOM J.	VP, Vintages	\$155,366.62	\$325.58
WOOD	J. R.	District Manager	\$102,671.47	\$3,238.90
WRIGHT	BRIAN A.	Database Administrator	\$101,112.79	\$204.68
YAZEJIAN	LEVON K.	Director, General Audit	\$128,605.96	\$269.40
ZACHAR	WAYNE V.	Director, Employee Relations	\$146,809.11	\$307.64
ZHU	YE	Senior Systems Analyst	\$102,457.56	\$169.84

Ontario Lottery and
Gaming Corporation



Société des loteries et
des jeux de l'Ontario

RESPONSABILITÉ DE REDDITION DE COMPTE ANNUELLE DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés de la Société des loteries et des jeux de l'Ontario et tous les renseignements contenus dans le présent *Rapport annuel* sont la responsabilité de la direction et ont été approuvés par le conseil d'administration.

Les états financiers consolidés ont été préparés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Au besoin, la direction a produit des estimations et des jugements éclairés, conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada.

Le conseil d'administration s'acquitte de ses responsabilités de gestion à l'égard des états financiers par l'entremise de son comité de vérification et de gestion des risques, entièrement composé d'administrateurs qui ne sont pas des dirigeants ni des employés de la Société. Ce comité examine les états financiers et en recommande l'approbation au conseil d'administration. Le comité se réunit de temps en temps avec la direction et les vérificateurs internes et externes.

Afin d'assumer ses responsabilités, la direction maintient un système approprié de contrôle interne qui lui permet de s'estimer fondée à croire que les états financiers consolidés qu'elle produit sont pertinents et fiables et que la protection des actifs de la Société est suffisante. La Société est dotée d'une équipe de vérificateurs internes chargés d'examiner continuellement les mesures de contrôle internes et de veiller à leur application. Les rapports préparés par les vérificateurs internes sont examinés par le comité. Les vérificateurs internes jouissent d'un accès direct aux membres du comité.

Grant Thornton LLP et KPMG LLP, vérificateurs indépendants nommés par le conseil d'administration sur la recommandation du comité de vérification et de gestion des risques, ont examiné les états financiers consolidés. Leur rapport précise la portée de leur examen ainsi que leur avis concernant les états financiers consolidés. Les vérificateurs indépendants jouissent d'un accès direct aux membres du comité.

Duncan Brown
Président-directeur général

E.T. Dalton, CA
Vice-président
Finances et administration

Le 14 mai 2004

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Au conseil d'administration de la Société des loteries et des jeux de l'Ontario
et au ministère du Développement économique et du Commerce

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société des loteries et des jeux de l'Ontario au 31 mars 2004 et les états consolidés des résultats, des flux de trésorerie, de l'évolution de la somme à payer à la province de l'Ontario et des capitaux investis en immobilisations de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2004 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.



Chartered Accountants

Toronto, Canada

Le 14 mai 2004



Chartered Accountants

Sault Ste. Marie, Canada

Le 14 mai 2004

Société des loteries et des jeux de l'Ontario**Bilan consolidé**

Au 31 mars 2004

(en milliers de dollars)

	2004	2003
Actif		
Actif à court terme :		
Espèces et quasi-espèces (note 2)	568,383 \$	499,015 \$
Débiteurs	49,641	46,831
Somme à recevoir de Falls Management Company (note 8)	4,334	-
Somme à recevoir du gouvernement du Canada	1,432	1,168
Frais payés d'avance et autres	50,529	53,058
Encaissements à court terme sur les prêts (note 4)	10,006	7,370
	684,325	607,442
Frais de démarrage et frais de développement reportés (note 3)	18,578	24,948
Prêts (note 4)	41,884	22,903
Immobilisations (note 5)	1,548,157	1,434,228
Apports sous forme d'actifs aux Chippewas de Mnjikaning et charges reportées (note 6)	20,943	22,744
Espèces et placements à court terme détenus pour le compte des Premières nations (note 7)	88,603	54,938
	2,402,490 \$	2,167,203 \$
Passif et avoir		
Passif à court terme :		
Créditeurs et charges à payer	264,513 \$	264,139 \$
Somme à payer aux exploitants (note 8)	32,298	38,026
Somme à payer aux Chippewas de Mnjikaning (note 8)	1,205	4,884
Produits reportés	15,410	14,580
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 9)	33,271	18,656
	346,697	340,285
Somme à payer aux Premières nations (note 7)	88,603	54,938
Dette à long terme (note 9)	125,871	156,106
Avoir :		
Somme à payer à la province de l'Ontario	252,827	186,786
Réserves (note 2)	199,478	169,622
Investi en immobilisations	1,389,014	1,259,466
	1,841,319	1,615,874
	2,402,490 \$	2,167,203 \$

Engagements (notes 4, 8 et 10)

Éventualités (note 11)

Voir les notes complémentaires.

Pour le conseil :



Timothy Reid, président du conseil



Louis E. Panontin, administrateur

Société des loteries et des jeux de l'Ontario**État consolidé des résultats**

Exercice terminé le 31 mars 2004

(en milliers de dollars)

	2004	2003
Produits :		
Loteries et bingo	2,276,530 \$	2,208,776 \$
Casinos commerciaux	1,497,482	1,669,963
Casinos de bienfaisance et salles de machines à sous dans les hippodromes	1,956,058	1,883,281
	5,730,070	5,762,020
Frais d'exploitation :		
Loteries et bingo	1,630,341	1,518,151
Casinos commerciaux	1,252,213	1,276,785
Casinos de bienfaisance et salles de machines à sous dans les hippodromes	1,020,474	1,006,744
	3,903,028	3,801,680
Produits avant les charges suivantes :	1,827,042	1,960,340
Intérêts et autres produits	25,778	25,296
Charge d'intérêts	(11,577)	(9,301)
Gain de change	16,409	26,854
Bénéfice net	1,857,652 \$	2,003,189 \$

Information sectorielle (note 12)

Voir les notes complémentaires.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario**État consolidé de l'évolution de la somme à payer à la province de l'Ontario**

Exercice terminé le 31 mars 2004

(en milliers de dollars)

	2004	2003
Bénéfice net	1,857,652 \$	2,003,189 \$
Ajouter (déduire) :		
Dépenses en immobilisations, montant net	(262,202)	(220,458)
Amortissement des immobilisations	148,274	133,031
Remboursements de la dette à long terme	(23,377)	(18,656)
Augmentation de la dette à long terme	7,757	6,858
Distributions aux Premières nations	(78,720)	(65,892)
Virements aux réserves, montant net		
Remplacement des immobilisations	(22,719)	(8,113)
Exploitation	(4,530)	(4,744)
Primes de départ	(2,608)	(2,515)
	(238,125)	(180,489)
Montant à payer pour l'exercice considéré	1,619,527	1,822,700
Versements à la province de l'Ontario	(1,553,486)	(1,900,932)
Montant à payer moins les versements	66,041	(78,232)
Somme à payer à la province de l'Ontario au début de l'exercice	186,786	265,018
Somme à payer à la province de l'Ontario à la fin de l'exercice	252,827 \$	186,786 \$

Voir les notes complémentaires.

État consolidé des capitaux investis en immobilisations

Exercice terminé le 31 mars 2004

(en milliers de dollars)

	2004	2003
Solde au début de l'exercice	1,259,466 \$	1,160,241 \$
Dépenses en immobilisations, montant net	262,202	220,458
Amortissement des immobilisations	(148,274)	(133,031)
Remboursements de la dette à long terme	23,377	18,656
Augmentation de la dette à long terme	(7,757)	(6,858)
Solde à la fin de l'exercice	1,389,014 \$	1,259,466 \$

Voir les notes complémentaires.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario**État consolidé des flux de trésorerie**

Exercice terminé le 31 mars 2004

(en milliers de dollars)

	2004	2003
Provenance (utilisation) des liquidités :		
Exploitation :		
Bénéfice net	1,857,652 \$	2,003,189 \$
Amortissement des immobilisations	148,274	133,031
Amortissement des éléments autres que les immobilisations	13,934	36,749
Perte sur la cession d'immobilisations	1,128	6,783
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement d'exploitation :		
Débiteurs	(2,810)	12,625
Somme à recevoir de Falls Management Company	(4,334)	-
Somme à recevoir du gouvernement du Canada	(264)	(1,168)
Frais payés d'avance et autres	2,529	(8,973)
Créditeurs et charges à payer	374	24,606
Somme à payer aux exploitants	(5,728)	(9,921)
Somme à payer aux Chippewas de Mnjikaning	(3,679)	(11,750)
Somme à payer au gouvernement du Canada	-	(30,758)
Produits reportés	830	4,270
	2,007,906	2,158,683
Financement :		
Augmentation de la dette à long terme	7,757	6,858
Remboursements de la dette à long terme	(23,377)	(18,656)
	(15,620)	(11,798)
Investissement :		
Frais de démarrage et frais de développement reportés	(5,695)	(10,138)
Prêts	(30,513)	(4,170)
Encaissement de prêts	8,896	23,389
Dépenses en immobilisations	(265,153)	(228,884)
Produit tiré de la cession d'immobilisations	1,822	1,140
Apports sous forme d'actif aux Chippewas de Mnjikaning et charges reportées	(69)	(5,442)
	(290,712)	(224,105)
Autres :		
Versements à la province de l'Ontario	(1,553,486)	(1,900,932)
Distributions aux Premières nations	(71,820)	(65,425)
Augmentation de la somme à payer aux Premières nations	(6,900)	(467)
	(1,632,206)	(1,966,824)
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces	69,368	(44,044)
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice	499,015	543,059
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	568,383 \$	499,015 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts encaissés	10,780 \$	10,648 \$
Intérêts versés	10,344	11,219

Voir les notes complémentaires.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

La Société des loteries et des jeux de l'Ontario (la « Société ») a été constituée sans capital-actions le 1^{er} avril 2000 en vertu de la *Loi de 1999 sur la Société des loteries et des jeux de l'Ontario*. La Société est une société de la Couronne du gouvernement de l'Ontario et elle est responsable de la gestion des jeux de loteries, de cinq casinos de bienfaisance, des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron, de seize salles de machines à sous dans les hippodromes et de trois casinos commerciaux dans la province de l'Ontario.

La Société a conclu des contrats d'exploitation avec Windsor Casino Limited, CHC Casinos Canada Limited, Falls Management Company et Great Blue Heron Gaming Company pour l'exploitation de Casino Windsor, de Casino Rama, de Casino Niagara et de Niagara Fallsview Casino Resort (dont l'ouverture est prévue en juin 2004, voir la note 10 e)) et des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron, respectivement.

Casino Rama est situé sur les terres de la réserve de la Première nation des Chippewas de Mnjikaning. En vertu de la convention de revenu de Casino Rama datée du 9 juin 2000, les Premières nations de l'Ontario ont droit aux produits nets continus, conformément à la définition de la convention, de Casino Rama. À la liquidation des activités, les Premières nations de l'Ontario auront droit aux produits nets provenant de la cession des biens meubles, conformément à la définition de la convention, ainsi qu'aux bénéfices non distribués restants. De plus, aux termes d'un bail de 25 ans (échéant en mars 2021) conclu entre la Société et Casino Rama Inc., filiale en propriété exclusive des Chippewas de Mnjikaning, la Société devra, lors de la liquidation des activités du casino, céder au bailleur, Casino Rama Inc., les terrains et toutes les améliorations, sauf les produits provenant de la cession du mobilier, des agencements et du matériel pour les casinos et jeux, auxquels les Premières nations de l'Ontario ont droit. Ces produits seront versés aux Premières nations de l'Ontario conformément à la convention de revenu de Casino Rama.

Les actifs, les passifs et les activités des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron sont compris dans les présents états financiers. Les résultats d'exploitation sont intégrés aux résultats des casinos de bienfaisance et des salles de machines à sous dans les hippodromes. Les présents états financiers ne présentent pas les autres activités d'exploitation réalisées dans ce casino de bienfaisance.

1. Principales conventions comptables :

a) Principes de consolidation :

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et ceux de ses filiales en propriété exclusive, soit Ontario Gaming Assets Corporation et OLC Services Limited. Ces filiales ont été créées pour faire l'acquisition des immobilisations louées à la société mère, au coût.

De plus, les états financiers consolidés incluent la situation financière et les résultats d'exploitation des casinos commerciaux Casino Windsor, Casino Rama et Casino Niagara, et des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron.

b) Constatation des produits :

Les produits provenant des jeux, dont les résultats sont déterminés par un tirage, sont constatés au moment du tirage. Les produits des tirages ultérieurs sont reportés et sont constatés au moment du tirage. Les produits provenant de jeux instantanés sont constatés lorsque le détaillant active les billets pour le jeu. Les produits provenant des jeux de loteries sportives et de bingo sont constatés lorsque le billet est vendu au client. Les billets émis à titre de billets gratuits gagnés ne sont pas comptabilisés comme produits.

Les produits des jeux provenant de l'exploitation des machines à sous et des jeux de table représentent le montant gagné net des activités de jeux, lequel correspond à la différence entre les montants reçus des joueurs et les montants payés à ces joueurs.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

Les produits ne provenant pas des jeux, qui comprennent les produits tirés de l'hôtellerie, de la nourriture et des boissons ainsi que d'autres services, sont constatés au moment où les services sont rendus aux clients. La valeur de détail de l'hébergement, de la nourriture, des boissons ou des autres services offerts gratuitement aux clients est également comprise dans les produits.

c) Ristournes promotionnelles :

Les ristournes promotionnelles comprennent la valeur de détail de l'hébergement, de la nourriture, des boissons ou des autres produits et services offerts gratuitement aux clients. Les clubs de joueurs des casinos et des installations de machines à sous permettent aux clients de gagner des points en fonction du volume de jeu. Ces points sont comptabilisés à titre de passif en fonction des échanges prévus, et sont échangeables contre des biens et services gratuits ou des rabais en espèces. La valeur des points est ajoutée aux ristournes promotionnelles à mesure qu'ils sont gagnés.

Les ristournes promotionnelles comprennent également la valeur de détail des coupons (hôtel, nourriture et boissons et autres biens et services) et des autres incitatifs remis aux clients en échange de ces coupons. La valeur de détail de ces coupons est comprise dans les produits.

Les coûts estimatifs associés à ces ristournes promotionnelles ont été passés en charges dans les résultats consolidés.

d) Frais de démarrage et frais de développement reportés :

Certaines dépenses, comportant des frais de rémunération, de consultation et autres, engagées pour le développement et la mise en place de sites de jeux sont reportées et amorties sur une période de trois ans à partir de l'ouverture du site.

Les dépenses, qui comprennent les frais de rémunération, de consultation et autres, engagées pour le développement d'un système d'information de gestion sont reportées et amorties sur une période ne dépassant pas cinq ans.

e) Immobilisations :

Les principales dépenses en immobilisations ayant une durée d'utilisation qui s'étend au-delà de l'exercice considéré sont capitalisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire en fonction de leur durée probable d'utilisation, selon les périodes suivantes :

Bâtiments	10 à 50 ans
Mobilier et agencements	2 à 10 ans
Améliorations locatives	5 à 15 ans
Matériel pour les loteries et jeux	3 à 7 ans
Matériel pour les casinos et les salles de machines à sous dans les hippodromes	2 à 10 ans

Les immobilisations sont amorties une fois qu'elles sont mises en exploitation.

Les constructions en cours et actifs inutilisés sont comptabilisés au coût. Les coûts sont amortis à partir du moment où le projet en question est terminé. L'intérêt sur la dette contractée pour financer les acquisitions importantes d'immobilisations est capitalisé pendant la phase de construction. L'intérêt est calculé au taux applicable à la dette supplémentaire que la Société engage pour financer ces immobilisations. L'intérêt capitalisé est amorti sur la même période que celle du bien auquel il se rapporte.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

La Société examine régulièrement la valeur comptable de ses immobilisations en comparant la valeur comptable de l'immobilisation avec les flux de trésorerie futurs qui devraient être générés par l'actif. Si la valeur comptable dépasse le montant estimatif recouvrable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de l'actif est passée en charges.

f) Apports sous forme d'actifs aux Chippewas de Mnjikaning et charges reportées :

Les apports sous forme d'actifs aux Chippewas de Mnjikaning, qui comprennent principalement des fonds pour la construction d'un centre communautaire, d'un centre pour personnes âgées et de certaines infrastructures, sont amortis sur la durée du bail foncier de Casino Rama. Les charges reportées comprennent les frais de financement qui sont amortis sur la période de la dette en question.

g) Conversion des devises :

Les actifs et passifs monétaires sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les postes des résultats consolidés sont convertis au taux de change en vigueur à la date des opérations. Les gains et pertes de change sont indiqués dans les résultats consolidés de la période au cours de laquelle ils se produisent.

h) Instruments financiers dérivés :

Casino Rama Inc. (CRI), filiale en propriété exclusive des Chippewas de Mnjikaning, est une des parties à certains instruments financiers dérivés, surtout des contrats de swap de taux d'intérêt, servant à gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur l'emprunt à terme non renouvelable (note 9). Ces instruments ne sont pas constatés dans les états financiers de la Société à la date de leur prise d'effet. Les paiements et encaissements en vertu des contrats de swap de taux d'intérêt sont constatés comme des ajustements d'intérêts capitalisés aux constructions en cours ou à la dépense d'intérêts. La juste valeur des contrats de swap de taux d'intérêt a été calculée en fonction de la conjoncture du marché à la fin de l'exercice, et appuyée par une cote d'une institution financière. La juste valeur représente le montant qui serait payé pour résilier ou remplacer les contrats. À l'heure actuelle, on ne prévoit pas résilier ni remplacer de parties importantes des contrats.

i) Concentration du risque de crédit :

La Société utilise des instruments financiers qui risquent de l'exposer à une concentration du risque de crédit. Les instruments comprennent les quasi-espèces, les débiteurs et les prêts. Les quasi-espèces consistent en dépôts auprès de grandes banques commerciales. Les débiteurs comprennent le crédit accordé aux détaillants de produits de loterie et aux clients de casinos commerciaux. Les prêts comprennent les prêts accordés aux exploitants d'hippodromes et aux municipalités. La Société effectue régulièrement des évaluations de crédit des détaillants, des clients, des exploitants d'hippodromes et des municipalités, et elle prévoit des provisions pour d'éventuelles créances irrécouvrables.

j) Instruments financiers :

Les instruments financiers de la Société comprennent les espèces et quasi-espèces, les débiteurs, la somme à recevoir de Falls Management Company, la somme à recevoir du gouvernement du Canada, les prêts, les espèces et placements à court terme détenus pour le compte des Premières nations, les créditeurs et charges à payer, la somme à payer aux exploitants, la somme à payer aux Chippewas de Mnjikaning et la dette à long terme. La juste valeur de ces instruments financiers, à l'exclusion des prêts et de la dette à long terme, se rapproche de la valeur comptable en raison de l'échéance proche de ces instruments. La juste valeur des prêts se rapproche de la valeur comptable avant la provision pour créances irrécouvrables et elle est calculée en actualisant les flux monétaires futurs aux taux d'intérêt en vigueur pour des emprunts similaires, en supposant que les emprunteurs aient la même solvabilité et que la période jusqu'à l'échéance soit la même. La juste valeur de la dette à long terme se rapproche de la valeur

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

comptable et elle est calculée en actualisant les flux monétaires futurs aux taux d'intérêt en vigueur pour des emprunts comportant des conditions et des échéances similaires.

k) Estimations :

Pour la préparation des états financiers, la direction doit faire des estimations et des hypothèses quant aux montants d'actifs et de passifs et aux montants d'actifs et de passifs éventuels présentés à la date des états financiers ainsi qu'aux montants des produits et des charges présentés au cours de l'exercice. Les estimations importantes servent notamment à déterminer la valeur des reconnaissances de dettes à recevoir, la valeur des stocks, la valeur des prêts en cours, la durée de vie de tous les biens amortissables, la possibilité de recouvrement des immobilisations et des actifs loués, le passif des prix non réclamés, la provision pour les points gagnés dans le cadre de clubs de joueurs et de la dette non réglée sur les jetons. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

2. Espèces et quasi-espèces :

Les espèces et quasi-espèces comprennent les montants ci-dessous, qui sont détenus dans des comptes distincts :

	2004	2003
Réserves :		
Remplacement des immobilisations	109 404 \$	86 685 \$
Exploitation	65 689	61 160
Primes de départ	24 385	21 777
	199 478	169 622
Fonds déposés aux fins de prix	34 675	32 852
Prêt à terme	1 660	8 132
	235 813 \$	210 606 \$

La Société a créé des réserves liquides aux casinos commerciaux conformément à leurs contrats d'exploitation respectifs, pour les besoins suivants :

- i) Réserve de remplacement des immobilisations, pour des acquisitions d'immobilisations autres que les réparations courantes ou les améliorations importantes;
- ii) Réserve d'exploitation, pour respecter des obligations précises dans l'éventualité où les produits seraient insuffisants pour permettre de régler ces obligations;
- iii) Réserve de primes de départ, pour respecter certaines obligations de la Société découlant du départ ou de la mise à pied d'employés d'un exploitant, dans l'éventualité où l'on mettrait fin aux activités de celui-ci.

Les fonds déposés aux fins de prix sont des fonds réservés qui représentent le montant estimatif brut des prix non réclamés moins le montant estimatif des prix que l'on prévoit ne jamais être réclamés par les joueurs.

Les prêts à terme représentent les fonds affectés qui devaient être utilisés aux fins de construction à Casino Rama.

Les espèces et quasi-espèces comprennent les dépôts bancaires à terme s'élevant à 72 800 000 \$ (43 000 000 \$ en 2003), portant intérêt à des taux variant de 2,1 % à 2,15 % (2,1 % à 3,2 % en 2003).

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

3. Frais de démarrage et frais de développement reportés :

				2004		2003	
	Coût		Amortis- sement cumulé	Valeur comptable nette		Valeur comptable nette	
Frais de démarrage							
Casinos commerciaux	8 262	\$	3 681	\$	4 581	\$	1 034
Casinos de bienfaisance et salles de machines à sous dans les hippodromes	119 363		114 177		5 186		9 847
	127 625		117 858		9 767		10 881
Frais de développement reportés	23 956		15 145		8 811		14 067
	151 581	\$	133 003	\$	18 578	\$	24 948

4. Prêts :

La Société a prêté et s'est engagée à prêter des fonds à des exploitants d'hippodromes pour leur permettre de rénover ou de construire des bâtiments pour accueillir les installations de machines à sous de la Société. Ces prêts sont garantis par des hypothèques et des ententes de garantie générale qui couvrent les actifs des exploitants d'hippodromes. Les intérêts sur ces prêts sont basés sur le taux préférentiel bancaire et sont remboursables sur des périodes de un à dix ans. Les remboursements, qui sont basés sur une formule convenue, consistent en retenues sur les commissions qui seraient autrement versées aux exploitants d'hippodromes. La Société a également prêté des fonds à des municipalités aux fins de l'amélioration des infrastructures. Les sommes seront récupérées au titre des commissions municipales qui seraient autrement versées.

Au 31 mars 2004, la Société doit remplir des engagements correspondant à un maximum de 3 000 000 \$ auprès de deux exploitants d'hippodromes et de 1 300 000 \$ auprès d'une municipalité.

5. Immobilisations :

				2004		2003	
	Coût		Amortissement cumulé	Valeur comptable nette		Valeur comptable nette	
Terrains	133 161	\$	-	\$	133 161	\$	133 161
Bâtiments	641 834		69 868		571 966		580 345
Mobilier et agencements	438 949		274 083		164 866		181 736
Améliorations locatives	524 997		195 621		329 376		324 222
Matériel pour les loteries et jeux	135 694		46 755		88 939		9 883
Matériel pour les casinos et les salles de machines à sous dans les hippodromes	423 131		246 398		176 733		156 849
Construction en cours et actifs inutilisés	83 116		-		83 116		48 032
	2 380 882	\$	832 725	\$	1 548 157	\$	1 434 228

Au cours de l'exercice, la Société a capitalisé des intérêts de néant \$ (1 369 000 \$ en 2003).

Société des loteries et des jeux de l'Ontario**Notes complémentaires**

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

6. Apports sous forme d'actifs aux Chippewas de Mnjikaning et charges reportées :

	2004		2003	
	Coût	Amortis- sement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Apports sous forme d'actifs aux Chippewas de Mnjikaning	32 337 \$	14 034 \$	18 303 \$	19 385 \$
Charges reportées	4 019	1 379	2 640	3 359
	36 356 \$	15 413 \$	20 943 \$	22 744 \$

7. Espèces et placements à court terme détenus pour le compte des Premières nations :

	2004	2003
Compte en banque distinct au début de l'exercice	46 753 \$	22 974 \$
Distributions conservées dans un compte en banque distinct au cours de l'exercice	25 087	22 907
Intérêts gagnés au cours de l'exercice	1 678	872
Compte en banque distinct à la fin de l'exercice	73 518	46 753
Distributions courantes à payer aux Premières nations	15 085	8 185
	88 603 \$	54 938 \$

Le 9 juin 2000, la Société, les Premières nations de l'Ontario et la province de l'Ontario ont conclu une convention de revenu qui donne aux Premières nations de l'Ontario des droits sur les produits nets d'exploitation de Casino Rama, conformément à la définition de la convention. En vertu de cette entente, la Société est tenue de distribuer mensuellement les produits nets d'exploitation.

La convention de revenu de Casino Rama stipule qu'à partir du 31 juillet 2001, la Société conservera 35 % des distributions nettes de Casino Rama dans un compte en banque distinct si la Société n'a pas reçu une directive conjointe des Chefs de l'Ontario et des Chippewas de Mnjikaning à l'égard d'une nouvelle formule de distribution. Au 31 mars 2004, la Société n'a pas reçu cette directive et conserve donc 35 % des distributions nettes dans un compte en banque distinct. Cette affaire fait actuellement l'objet d'une poursuite entreprise par les Chippewas de Mnjikaning contre la province de l'Ontario et la Société. Jusqu'à ce que les tribunaux aient rendu un jugement, ou encore jusqu'à ce que les Chippewas de Mnjikaning et les Chefs de l'Ontario s'entendent sur une nouvelle formule de distribution, la Société est tenue de conserver ces fonds.

Le paiement lié aux distributions mensuelles de revenu net pour le mois de mars 2004 est compris dans les distributions aux Premières nations mentionnées ci-dessus.

8. Opérations entre apparentés :

- a) Aux termes des conventions d'aménagement et d'exploitation de chacun des casinos commerciaux et des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron, chaque exploitant a le droit de recevoir des honoraires correspondant à un pourcentage des produits bruts et à un pourcentage de la marge d'exploitation nette, au sens que donnent à ces expressions chacune des conventions d'aménagement et d'exploitation.
- b) Aux termes d'une convention de développement et d'exploitation de Casino Rama, les Chippewas de Mnjikaning reçoivent des honoraires annuels de 4 500 000 \$, ajustés en fonction de l'inflation, au titre des services d'exploitation continus. Au cours de l'exercice, la somme de 5 170 000 \$ (5 059 000 \$ en 2003) a été passée en charges. Des sommes supplémentaires de 5 954 000 \$ (9 242 000 \$ en 2003) ont été versées aux Chippewas de Mnjikaning au cours de l'exercice en rapport avec les services d'enlèvement de la neige, les services d'aqueduc et d'égout ainsi que les services d'urgence. De plus, en vertu d'un bail de dix ans expirant en juillet 2006, un loyer annuel de 563 000 \$, ajusté en fonction de l'inflation, est payé pour la location de bureaux et d'entrepôts à une société liée aux Chippewas de Mnjikaning, et la somme de

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

626 000 \$ (597 000 \$ en 2003) a été passée en charges au cours de l'exercice. Par ailleurs, en vertu d'un bail de huit ans expirant en juillet 2011, un loyer annuel de 313 000 \$, ajusté en fonction de l'inflation, est payé pour la location de bureaux et d'entrepôts à une société liée aux Chippewas de Mnjikaning. Au cours de l'exercice, la somme de 268 000 \$ a été passée en charges (113 000 \$ en 2003 en vertu d'un bail antérieur).

Le 30 avril 2002, une convention a été signée avec les Chippewas de Mnjikaning selon laquelle la Société remboursera 75 % du budget d'exploitation annuel du service d'incendies, en contrepartie de services de protection contre les incendies pour le complexe du casino. Ce montant est inclus dans les sommes supplémentaires versées aux Chippewas de Mnjikaning ci-dessus et il est défini dans la convention pour la période du 1^{er} avril 2000 au 31 juillet 2011.

Les terrains utilisés pour les besoins du complexe Casino Rama sont loués par Casino Rama à Sa Majesté la Reine du chef du Canada, en vertu d'un bail de 25 ans, qui expire en mars 2021. Ce bail prévoit un loyer annuel de 3 500 000 \$ ajusté chaque année pour tenir compte de l'inflation et payé aux Chippewas de Mnjikaning à même les produits bruts de Casino Rama, conformément aux instructions du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien agissant à titre de représentant de Sa Majesté la Reine. Au cours de l'exercice, la somme de 4 081 000 \$ (3 930 000 \$ en 2003) a été passée en charges. Aux termes d'une convention d'expansion, un loyer annuel supplémentaire de 1 700 000 \$, ajusté annuellement pour tenir compte de l'inflation, doit être versé et, au cours de l'exercice, la somme de 1 836 000 \$ (1 737 000 \$ en 2003) a été passée en charges.

Les Chippewas de Mnjikaning étaient les promoteurs du projet d'expansion du complexe Casino Rama, et une tranche de néant \$ (1 334 000 \$ en 2003) attribuable aux travaux de construction est comprise dans la somme à payer aux Chippewas de Mnjikaning.

- c) En vertu des modalités de l'entente d'aménagement et d'exploitation, la Première nation des Mississaugas de Scugog Island reçoit un montant équivalant à 5 % des produits bruts des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron en contrepartie des terrains fournis pour les installations de machines à sous. Au cours de l'exercice, la somme de 5 173 000 \$ (4 730 000 \$ en 2003) a été versée à la Première nation des Mississaugas de Scugog Island.
- d) Falls Management Company (FMC) est le promoteur du Niagara Fallsview Casino Resort (« Fallsview »). Au 31 mars 2004, certains frais liés à l'aménagement de Fallsview ont été engagés par Casino Niagara. Ces frais ont été facturés à FMC et sont comptabilisés dans les états financiers comme étant exigibles auprès de Falls Management Company.

9. Passif à long terme :

	2004		2003	
Emprunt à terme non renouvelable de Casino Rama	144 527	\$	167 904	\$
Passif lié à la construction de Niagara Fallsview (Note 10 e))	14 615		6 858	
	159 142		174 762	
Moins la tranche à court terme	33 271		18 656	
	125 871	\$	156 106	\$

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

En juin 2000, la Société a signé une convention d'agrandissement et de rénovation de Casino Rama. Aux termes de cette convention, la responsabilité de l'aménagement, de la construction et du financement du projet d'agrandissement de Casino Rama, qui a été achevé durant l'exercice, incombe aux Chippewas de Mnjikaning. De plus, Casino Rama Inc., filiale en propriété exclusive des Chippewas de Mnjikaning, a signé une convention de prêt accordant une facilité de crédit non rotative de 186 560 000 \$ pour le projet. Aux termes de la convention d'aménagement et d'exploitation de Casino Rama, il faut notamment que le paiement du capital et des intérêts provienne des produits bruts de Casino Rama et qu'il soit effectué en 19 versements en capital de 4 664 000 \$ à partir du 28 juin 2002, et en un versement final de 97 644 000 \$.

La facilité de crédit porte intérêt à des taux variant du taux préférentiel au taux préférentiel majoré de 1,5 %, selon les modalités de la facilité de crédit. Le taux préférentiel au 31 mars 2004 était de 4 % (4,75 % en 2003). Les intérêts versés durant l'exercice se sont élevés à 10 324 000 \$ (10 858 000 \$ en 2003). Un contrat de swap de taux d'intérêt, qui échoit le 30 juin 2007, a été conclu sur un capital nominal original de 125 100 000 \$. Le solde en vertu de ce contrat s'élevait à 102 055 000 \$ (115 224 000 \$ en 2003) au 31 mars 2004. Ce contrat offre un taux fixe de 6,68 % sur le montant nominal de référence en cours. L'exposition au risque de taux d'intérêt, qui se limite au différentiel net entre le taux d'emprunt variable et le taux fixe en vertu du contrat de swap, était d'environ 4,6 % au 31 mars 2004. Le taux des intérêts nets à recevoir ou à verser en vertu du contrat est établi à chaque trimestre avec la contrepartie, qui est une banque à charte canadienne. La juste valeur du contrat de swap de taux d'intérêt, qui représente le montant à verser pour résilier ou remplacer le contrat au 31 mars 2004, est de 9 780 000 \$ (8 332 000 \$ en 2003).

Les fonds avancés aux termes de la facilité de crédit sont garantis par certains actifs de Casino Rama.

Les remboursements de capital au titre de l'emprunt et du passif lié à la construction devant être effectués au cours des trois prochains exercices sont approximativement les suivants :

2005	33 271	\$
2006	18 656	
2007	107 215	

10. Engagements :

a) Obligations en vertu des contrats de location-exploitation :

La Société a conclu plusieurs contrats de location pour des propriétés et du matériel. Les paiements minimaux exigibles s'établissent approximativement comme suit :

2005	10 718	\$
2006	9 185	
2007	7 443	
2008	4 471	
2009	3 758	
	35 575	
Par la suite	13 880	
	49 455	\$

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

b) Fournisseurs :

La Société s'est engagée, en vertu de contrats de matériel informatique et d'entretien, à effectuer les versements annuels approximatifs suivants :

2005	9 537	\$
2006	3 780	
2007	2 069	
2008	105	
	15 491	\$

c) Loteries :

La Société a conclu des conventions d'achat avec les fournisseurs pour l'impression de billets et pour des services en ligne. Une convention engageant la Société à effectuer des achats pour un maximum de 4 701 000 \$ est en vigueur jusqu'en mars 2005.

d) Casino Windsor :

En ce qui a trait au Casino Windsor, de Windsor (Ontario), et en vertu d'une convention, la Société a convenu d'offrir à la ville de Windsor, à partir du 1^{er} mai 1998, un rendement fixe sur 20 ans d'un montant de 2 600 000 \$ par année au cours des dix premières années et de 3 000 000 \$ par année au cours des dix dernières années.

e) Casino Niagara :

En ce qui a trait au Niagara Fallsview Casino Resort (« Fallsview ») de Niagara Falls (Ontario) et en vertu d'une convention, la Société a convenu d'offrir à la corporation de la ville de Niagara Falls (la « Ville »), à partir du 7 décembre 2000, des paiements d'un montant de 2 600 000 \$ par année au cours des dix premières années, de 3 000 000 \$ par année au cours des dix prochaines années et, par la suite, de 3 000 000 \$ par année, ajusté selon l'indice des prix à la consommation, conformément à la définition de la convention. En outre, la Société est tenue de rembourser à la Ville la part de certains coûts d'infrastructure qui revient à la Société et qui s'élève à 3 600 000 \$.

Le 29 janvier 2002, la Société a conclu avec Falls Management Company (FMC) un accord-cadre modifié et reformulé d'aménagement prévoyant la construction et l'aménagement de Fallsview. Selon les modalités de l'accord, la responsabilité de financer la construction incombe au promoteur, et les risques du contrat sont essentiellement transférés au promoteur. Les risques de la Société comprennent les cas de force majeure, les fluctuations extraordinaires des taux d'intérêt et la dévaluation du dollar canadien. L'ouverture officielle du complexe est prévue pour le 8 juin 2004. La Société fera l'acquisition de Fallsview auprès de FMC au coût de 794 000 000 \$ une fois le projet terminé, financé par un prêt de la province de l'Ontario, dont les modalités prévoient un remboursement sur cinq ans à un taux d'intérêt à déterminer. Les coûts en capital additionnels devant être engagés par la Société sont évalués à 203 000 000 \$; une tranche de 164 373 000 \$ (92 351 000 \$ en 2003) a été dépensée au 31 mars 2004. Les coûts engagés à ce jour comprennent des frais de construction de 29 214 000 \$, qui représentent des honoraires correspondant à 5,0 % des coûts engagés par FMC relativement au projet au 31 mars 2004, dont une moitié a déjà été versée à FMC et dont l'autre moitié est comptabilisée dans la tranche à court terme du passif à long terme (note 9). Le coût total du projet est estimé à 997 000 000 \$.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

11. Éventualités :

- a) En novembre 2003, l'Ontario First Nations Limited Partnership (le demandeur) a déposé une déclaration contre la Société, Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario et la Première nation des Chippewas de Mnjikaning, à titre de parties défenderesses. Selon la déclaration, la province de l'Ontario aurait retenu illégalement 20 % des produits bruts de Casino Rama. Le demandeur réclame des dommages-intérêts correspondant à 20 % des produits bruts de Casino Rama depuis son entrée en exploitation jusqu'à la date du jugement, en plus des dommages-intérêts de 300 000 000 \$. L'issue ne peut être déterminée pour l'instant, et aucun montant n'a été constaté dans ces états financiers.
- b) En novembre, la Première nation des Chippewas de Mnjikaning (le demandeur) a déposé un avis de réclamation contre la Société, Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario et CHC Casinos Canada Limited, à titre de parties défenderesses. Le demandeur prétend être le propriétaire en *common law* et le propriétaire bénéficiaire de toutes les immobilisations achetées en vue de l'aménagement et de l'exploitation de Casino Rama et exige que tous les montants de taxe de vente au détail payés ou accumulés relativement aux achats d'immobilisations soient remboursés. Le demandeur réclame des dommages-intérêts de 21 000 000 \$ contre les parties défenderesses, à l'exclusion de CHC Casinos Canada Limited, et réclame que la propriété de toutes les immobilisations achetées en vue de l'aménagement et de l'exploitation de Casino Rama soit cédée au demandeur. L'issue ne peut être déterminée pour l'instant, et aucun montant n'a été constaté dans ces états financiers.
- c) À l'occasion, la Société est partie à diverses poursuites découlant du cours normal de ses activités. La Société est d'avis que l'issue de ces poursuites n'aura aucune incidence importante sur les présents états financiers. S'il y a lieu, les montants des règlements ayant trait à ces éventualités seront passés en charges dans les résultats consolidés de l'exercice au cours duquel chaque règlement aura lieu.

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

12. Information sectorielle :

2004				Casinos de bienfaisance et salles de machines à sous dans les hippodromes		Total
	Loteries et bingo		Casinos commerciaux			
Produits :						
Loteries et bingo	2 276 530	\$	-	\$	-	\$ 2 276 530
Machines à sous	-		1 125 333		1 942 085	3 067 418
Tables de jeu	-		408 162		59 210	467 372
Activités non liées au jeu	-		172 358		29 617	201 975
	2 276 530		1 705 853		2 030 912	6 013 295
Moins les ristournes promotionnelles	-		208 371		74 854	283 225
	2 276 530		1 497 482		1 956 058	5 730 070
Frais d'exploitation :						
Activités non liées au jeu	-		152 528		29 988	182 516
Activités liées au jeu et à la loterie	100 641		306 373		246 754	653 768
Prix des loteries	1 220 881		-		-	1 220 881
Commissions	161 474		-		383 079	544 553
Commercialisation et promotion	43 248		125 048		79 519	247 815
Honoraires des exploitants (note 8 a))	-		61 466		6 063	67 529
Amortissement	12 109		71 106		78 993	162 208
Frais généraux et administratifs	34 808		196 553		134 872	366 233
Cotisation sur les gains (note 14)	-		306 638		20 648	327 286
Versements au gouvernement du Canada (note 15)	57 180		32 501		40 558	130 239
	1 630 341		1 252 213		1 020 474	3 903 028
Produits avant les charges suivantes	646 189		245 269		935 584	1 827 042
Intérêts et autres produits	3 822		13 865		8 091	25 778
Intérêts débiteurs	-		(11 577)		-	(11 577)
Gain de change	9		13 890		2 510	16 409
	3 831		16 178		10 601	30 610
Bénéfice net	650 020	\$	261 447	\$	946 185	\$ 1 857 652
2003						
	Loteries et bingo		Casinos commerciaux		Casinos de bienfaisance et salles de machines à sous dans les hippodromes	Total
Produits :						
Loteries et bingo	2 208 776	\$	-	\$	-	\$ 2 208 776
Machines à sous	-		1 267 415		1 868 245	3 135 660
Tables de jeu	-		435 887		58 332	494 219
Activités non liées au jeu	-		177 745		26 166	203 911
	2 208 776		1 881 047		1 952 743	6 042 566
Moins les ristournes promotionnelles	-		211 084		69 462	280 546
	2 208 776		1 669 963		1 883 281	5 762 020
Frais d'exploitation :						
Activités non liées au jeu	-		152 819		26 534	179 353
Activités liées au jeu et à la loterie	89 769		305 246		228 175	623 190
Prix des loteries	1 134 696		-		-	1 134 696
Commissions	155 603		-		370 711	526 314
Commercialisation et promotion	40 781		125 949		80 772	247 502
Honoraires des exploitants (note 8 a))	-		75 950		5 584	81 534
Amortissement	6 371		66 781		96 628	169 780
Frais généraux et administratifs	39 316		189 945		141 351	370 612
Cotisation sur les gains (note 14)	-		340 711		18 873	359 584
Versements au gouvernement du Canada (note 15)	51 615		19 384		38 116	109 115
	1 518 151		1 276 785		1 006 744	3 801 680
Produits avant les charges suivantes	690 625		393 178		876 537	1 960 340
Intérêts et autres produits	2 817		15 228		7 251	25 296
Intérêts débiteurs	-		(9 301)		-	(9 301)
Gain de change	-		22 090		4 764	26 854
	2 817		28 017		12 015	42 849
Bénéfice net	693 442	\$	421 195	\$	888 552	\$ 2 003 189

Société des loteries et des jeux de l'Ontario

Notes complémentaires

Exercice terminé le 31 mars 2004

(Les montants des tableaux sont en milliers de dollars.)

13. Régimes d'avantages postérieurs à l'emploi :

La Société offre des prestations de retraite à tous ses employés permanents et aux employés non permanents admissibles par l'intermédiaire de la Caisse de retraite de la fonction publique (CRFP) et du fonds de retraite du Syndicat des employés et employées de la fonction publique de l'Ontario (le fonds de retraite du SEFPO) qui sont des régimes de retraite interentreprises à prestations déterminées établis par la province de l'Ontario. Le coût des avantages postérieurs à l'emploi est inclus dans les cotisations de retraite effectuées par la Société dans la CRFP et dans le fonds de retraite du SEFPO. Par conséquent, la Société ne comptabilise pas de passif additionnel pour ces coûts futurs. Le taux de cotisation de la Société au fonds a augmenté en novembre 2002, passant de 4 % à 8 %, et sa cotisation s'est chiffrée à 15 226 000 \$ pour l'exercice (8 735 000 \$ en 2003).

Les exploitants des casinos commerciaux ont établi des régimes de retraite à cotisations déterminées à l'intention de leurs employés. La charge de retraite de l'exercice s'est élevée à 15 306 000 \$ (15 474 000 \$ en 2003).

14. Cotisation sur les gains :

La Société remet à la province de l'Ontario une cotisation équivalant à 20 % des produits du jeu tirés des casinos commerciaux et des installations de machines à sous du casino de bienfaisance Great Blue Heron.

15. Versements au gouvernement du Canada :

La Société a effectué les versements suivants au gouvernement du Canada :

	2004	2003
Versements au nom de la province de l'Ontario	23 212 \$	22 612 \$
Taxe sur les produits et services	107 027	86 503
	130 239 \$	109 115 \$

a) Versements au nom de la province de l'Ontario :

Les sociétés des loteries provinciales effectuent des versements au gouvernement du Canada en vertu d'une entente intervenue en août 1979 entre les gouvernements provinciaux et le gouvernement fédéral. Cette entente stipule que le gouvernement du Canada ne participera pas à la vente de billets de loteries.

b) Taxe sur les produits et services :

La Société, qui est inscrite à la taxe sur les produits et services (TPS), effectue des versements de TPS au gouvernement fédéral en vertu des règlements sur les jeux de hasard (TPS/TVH) de la *Loi sur la taxe d'accise*. La taxe nette de la Société au cours d'un exercice est calculée à l'aide de la taxe nette attribuable aux activités liées et non liées au jeu. La taxe nette attribuable aux activités liées au jeu a généré un fardeau fiscal de 14 % sur la majeure partie des frais taxables liés au jeu engagés par la Société. La taxe nette attribuable aux activités non liées au jeu se calcule de la même façon que pour les autres sociétés inscrites à la TPS au Canada.

16. Chiffres de l'exercice précédent :

Certaines données correspondantes fournies pour l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

TRAITEMENTS ET AVANTAGES DES EMPLOYÉS POUR 2003

Nom	Prénom	Titre	Traitement versé	Avantages imposables
Tomie	Adriana	Directrice, Services financiers	139 341,01 \$	193,74 \$
Longman	Robert	Chef, Comptes clés	106 478,65 \$	904,99 \$
Albidone	Italo	Chef, Mise en œuvre de projets	106 866,97 \$	129,94 \$
Whitmell	Dereck	Directeur, Mise en œuvre de solutions	121 515,23 \$	163,07 \$
Gray	Richard	Directeur, Planification financière et Analyse	114 299,69 \$	157,85 \$
McPhee	Terry	Directeur général	112 231,68 \$	155,40 \$
Wisternoff	John	Vice-président, Marketing, Loteries	172 940,94 \$	5 890,23 \$
Aronson	Donald	Directeur, Événements et Relations communautaires	113 417,51 \$	156,99 \$
Cronin	James	Chef principal, Relations publiques	143 667,33 \$	186,54 \$
Crawford	Mona	Directrice, Initiatives, Ventes et service	125 015,57 \$	172,52 \$
Palmer	Brian	Directeur, Processus et Mise en œuvre	119 870,35 \$	166,53 \$
Bell-Murray	Lisa	Directrice, Comptabilité et Rapports de la Société	139 673,82 \$	194,19 \$
Markkula	Leo	Directeur, Trésorerie	131 972,49 \$	182,77 \$
Bortolussi	Roy	Directeur, Marketing, Loteries	135 512,91 \$	185,32 \$
Dalton	Earl	Vice-président, Finances, Administration et Vérification	201 298,65 \$	5 501,39 \$
D'agostini	Douglas	Directeur, Mise en œuvre de solutions	103 217,43 \$	143,00 \$
Campbell	Alexander	Directeur, Service à la clientèle	132 919,69 \$	183,14 \$
Fioravanti	Walter	Vice-président, Ressources humaines	205 157,42 \$	13 432,13 \$
Ko	Ronald	Directeur, Jeu de bingo	116 564,32 \$	156,93 \$
Kasch	John	Spécialiste en architecture de l'information	108 619,85 \$	140,87 \$
Barnett	Kenneth	Dir., Expansion commerciale, salles de mach. à sous, hipp.	122 001,62 \$	170,04 \$
Marinelli	Thomas	Chef, Services techniques	167 899,72 \$	11 577,26 \$
Myers	David	Vice-président, Ventes et service	169 364,03 \$	3 514,55 \$
Brown	Greg	Directeur, Planification et Mise en œuvre, Points de vente	128 744,30 \$	154,64 \$
Festival	Mario	Spécialiste en architecture de la sécurité	112 838,73 \$	136,72 \$
Tatasciore	John	Spécialiste en architecture de réseau	109 361,51 \$	138,68 \$
Aubé	Michel	Chef principal, Sécurité	105 034,47 \$	144,59 \$
Frair	Robert	Directeur, ERM	136 860,14 \$	182,77 \$
Ferrara	Francesco	Conseiller juridique principal	125 321,96 \$	161,13 \$
Prgomet	John	Directeur, RH, Programme et infrastructure	141 394,15 \$	179,86 \$
Locke	Robert	Directeur, Gestion des installations de jeu	124 750,09 \$	1 332,47 \$
Hill	Douglas	Chef, Relations	117 591,45 \$	163,71 \$
Lapointe	Catherine	Directrice, Exploitation	115 200,19 \$	160,13 \$
Rozeluk	Jerry	Directeur administratif, Jeux	143 698,49 \$	2 199,92 \$
Deans	Wayne	Directeur, Vérification interne	128 748,83 \$	178,17 \$
Cowie	Geoffrey	Conseiller juridique principal	111 981,36 \$	147,21 \$
Smith	Geoff	Directeur général	130 069,68 \$	171,46 \$
Yammine	Georges	Directeur administratif, Jeux	145 250,45 \$	3 263,08 \$
Glenat	Suellen	Directrice, Relations et Communications avec les employés	106 910,13 \$	124,59 \$
Babalis	Christos	Directeur général	110 778,92 \$	146,70 \$
Sepkowski	Karl	Directeur, Marketing	117 189,65 \$	151,91 \$
Kantovaara	Juha	Spécialiste en architecture des technologies	107 208,78 \$	139,81 \$
Pastore	Giacomo	Chef, Relations avec le gouvernement	101 737,71 \$	6 713,07 \$
Berdowski	Alan	Vice-président principal, Loteries	201 298,65 \$	13 801,80 \$
Lockhart	Scott	Chef, Exploitation des établissements, Conception et dével.	100 990,37 \$	4 215,31 \$
Nieder	Michael	Vice-président, Chef de l'information	201 298,65 \$	12 363,16 \$
Hill	Stephen	Chef de projet	111 045,96 \$	2 858,95 \$
Kozniuk	Bob	Vice-président principal, Jeux	201 298,65 \$	13 239,75 \$
Ramondt	Susan	Secrétaire de direction, Conseil d'administration	107 638,69 \$	140,98 \$
Maddocks	David	Directeur, Développement	141 751,73 \$	1 941,00 \$
Perugini	Tony	Chef, Casinos commerciaux et Analyste financier	106 615,62 \$	148,26 \$
Barbaro	Ron D.	Président du conseil et directeur général	395 617,31 \$	7 846,00 \$
Carvalho	Antonio	V.-P., Plan. d'entreprise et Affaires électroniques	183 590,58 \$	1 247,92 \$
Wood	Brian	Directeur de l'exploitation	296 448,67 \$	9 166,19 \$
Peters	Ingrid	V.-P., avocate-conseil, sec. de direction, Cont. et conformité	201 298,64 \$	14 432,61 \$
Calderone	Bart	Directeur, Projets stratégiques	145 212,65 \$	193,68 \$
Franco	Elizabeth	Chef, Services fiscaux	107 487,26 \$	147,11 \$
Peltsch	Klaus	Spécialiste en architecture des applications	105 009,35 \$	139,53 \$

TRAITEMENTS ET AVANTAGES DES EMPLOYÉS POUR 2003

Nom	Prénom	Titre	Traitement versé	Avantages imposables
Choronzey	Karen	Directrice, RH, Alliances stratégiques et Apprentissage	118 468,89 \$	161,33 \$
Cooper	Jeff	Directeur, Gestion clientèle et canaux	139 548,65 \$	366,22 \$
Walker	Stuart	Directeur général	120 123,18 \$	167,58 \$
Seldon Dimock	Verity	Directrice, Rendement et Apprentissage	136 685,50 \$	152,22 \$
Kyle	Brian	Directeur, Expansion commerciale	133 335,37 \$	178,66 \$
Henderson	Mark	Directeur général, Établissement	121 439,52 \$	758,02 \$
Uhren	Cameron	Directeur général	134 562,28 \$	181,25 \$
Laitinen	Christena	Directrice principale, Relations de travail	101 144,96 \$	141,11 \$
Gough	Lesley-anne	Directrice générale	103 886,06 \$	138,67 \$
Zelisney	Jackie	Directrice, Casino	109 911,03 \$	152,76 \$
Austin	David	Directeur général	102 939,70 \$	131,19 \$
Bailey	Rod	Directeur administratif, Jeux	175 823,14 \$	1 090,23 \$
Di maurizio	Mory	Directeur général	112 170,44 \$	147,59 \$
Gall	Danny	Directeur général	105 186,82 \$	121,50 \$
Rennie	Karen	Directrice générale	101 975,54 \$	140,40 \$
Thorburn	David	Directeur général	111 698,32 \$	139,72 \$
Scott	Charles	Directeur, Enquêtes et Saines pratiques	103 563,67 \$	6 111,14 \$
Gibbons	Brenda	Directrice, Approvisionnement et Administration	136 640,40 \$	189,15 \$
Birch	Michael	Chef, Expansion des créneaux	106 438,26 \$	142,53 \$
Craig	Ron	Directeur, Expansion et Mise en œuvre	137 548,55 \$	189,88 \$
Burton	Timothy	Directeur, Services fiscaux	136 135,94 \$	189,33 \$
Brown	Gregory	Directeur, Créneaux électroniques externes	127 170,37 \$	172,17 \$
Flynn	Larry	Vice-président, Marketing des jeux et Expansion de la clientèle	201 298,65 \$	3 131,64 \$
Cameron	Chris	Directeur, Marketing, Loteries	132 093,64 \$	183,85 \$
Gagesch	Karl	Vice-président, Planification et Analyse financières	172 615,71 \$	15 181,43 \$
Dal din	Linda	Chef, Relations	105 093,44 \$	144,33 \$
Kurdyla	David	Vice-président, Mise en œuvre de solutions	172 462,06 \$	10 085,64 \$
Madden	Stephen	Directeur, Sécurité	117 882,80 \$	179,79 \$

Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le