

TransCanada PipeLines Limited

**États financiers consolidés retraités
31 décembre 2004**

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

À l'actionnaire de TransCanada PipeLines Limited

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2004 et 2003 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2004. 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 notre vérification.

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 révisés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2004 et 2003, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2004 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Notre rapport précédent en date du 28 février 2005 a été retiré et les états financiers ont été révisés tel que l'explique la note 23 afférente aux états financiers consolidés révisés.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

Calgary, Canada

Le 28 février 2005

(Le 28 juillet 2005 pour la note 23)

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Produits	5 107	5 357	5 214
Charges d'exploitation			
Coût des marchandises vendues	539	692	627
Autres coûts et charges	1 635	1 682	1 546
Amortissement	945	914	848
	3 119	3 288	3 021
Bénéfice d'exploitation	1 988	2 069	2 193
Autres charges (produits)			
Charges financières (<i>note 9</i>)	812	821	867
Charges financières des coentreprises	60	77	90
Bénéfice de participation (<i>note 7</i>)	(171)	(165)	(33)
Intérêts créditeurs et autres produits	(65)	(60)	(53)
Gains liés à S.E.C. Électricité (<i>note 8</i>)	(197)	-	-
	439	673	871
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires ordinaires	1 549	1 396	1 322
Impôts sur les bénéfices (<i>note 16</i>)			
Exigibles	431	305	270
Futurs	77	230	247
	508	535	517
Part des actionnaires sans contrôle	10	2	-
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 031	859	805
Bénéfice net découlant des activités abandonnées (<i>note 22</i>)	52	50	-
Bénéfice net	1 083	909	805
Charges liées aux titres privilégiés	31	36	36
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	1 030	851	747
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires			
Activités poursuivies	978	801	747
Activités abandonnées	52	50	-
	1 030	851	747

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Fonds de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 031	859	805
Amortissement	945	914	848
Impôts futurs	77	230	247
Gains liés à S.E.C. Électricité	(197)	-	-
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues (note 7)	(123)	(119)	(6)
Capitalisation des régimes de retraite en sus des charges de retraite	(29)	(65)	(33)
Autres	(32)	(9)	(34)
Fonds provenant des activités poursuivies	1 672	1 810	1 827
Diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 20)	33	112	33
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	1 705	1 922	1 860
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités abandonnées	(6)	(17)	59
	<u>1 699</u>	<u>1 905</u>	<u>1 919</u>
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(476)	(391)	(599)
Acquisitions, déduction de l'encaisse acquise (note 8)	(1 516)	(570)	(228)
Cession d'actifs (note 8)	410	-	-
Montants reportés et autres	(24)	(138)	(112)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<u>(1 606)</u>	<u>(1 099)</u>	<u>(939)</u>
Activités de financement			
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(623)	(588)	(546)
Avances de la société mère	35	46	-
Effets à payer émis (remboursés), montant net	179	(62)	(46)
Dette à long terme émise	1 042	930	-
Réduction de la dette à long terme	(997)	(744)	(486)
Dette sans recours émise par les coentreprises	233	60	44
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(113)	(71)	(80)
Parts de coentreprises émises	88	-	-
Actions ordinaires émises	-	18	50
Rachat de débentures subordonnées de rang inférieur	-	(218)	-
Sorties nettes liées aux activités de financement	<u>(156)</u>	<u>(629)</u>	<u>(1 064)</u>
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	<u>(87)</u>	<u>(52)</u>	<u>(3)</u>
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(150)	125	(87)
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	<u>337</u>	<u>212</u>	<u>299</u>
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	<u>187</u>	<u>337</u>	<u>212</u>

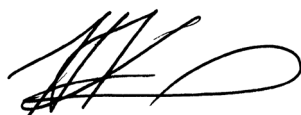
Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
BILANS CONSOLIDÉS**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	187	337
Débiteurs	627	603
Stocks	174	165
Autres	120	88
	1 108	1 193
Placements à long terme (note 7)	840	733
Immobilisations corporelles (notes 4, 9 et 10)	18 704	17 415
Autres éléments d'actif (note 5)	1 477	1 357
	22 129	20 698
 PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer (note 17)	546	367
Créditeurs	1 215	1 131
Intérêts courus	214	208
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 9)	766	550
Tranche de la dette sans recours des entreprises échéant à moins de un an (note 10)	83	19
	2 824	2 275
Montants reportés (note 11)	666	561
Dette à long terme (note 9)	9 713	9 465
Impôts futurs (note 16)	509	427
Dette sans recours des coentreprises (note 10)	779	761
Titres privilégiés (note 12)	19	22
	14 510	13 511
 Part des actionnaires sans contrôle	76	82
 Capitaux propres		
Titres privilégiés (note 12)	670	672
Actions privilégiées (note 13)	389	389
Actions ordinaires (note 14)	4 632	4 632
Surplus d'apport	270	267
Bénéfices non répartis	1 653	1 185
Écart de conversion (note 15)	(71)	(40)
	7 543	7 105
 Engagements, éventualités et garanties (note 21)	22 129	20 698

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Harold N. Kvisle
Administrateur



Harry G. Schaefer
Administrateur

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

<u>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Solde au début de l'exercice	1 185	854	586
Bénéfice net	1 083	909	805
Charges liées aux titres privilégiés	(31)	(36)	(36)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Dividendes sur les actions ordinaires	(562)	(520)	(479)
	<u>1 653</u>	<u>1 185</u>	<u>854</u>

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TransCanada Pipelines Limited (la société ou TCPL) est l'une des plus importantes sociétés énergétiques en Amérique du Nord. TCPL exerce ses activités dans deux secteurs, le transport de gaz et l'électricité, chacune de ces entreprises proposant des produits et services différents.

Transport de gaz

L'entreprise de transport de gaz possède et exploite les gazoducs suivants :

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière de l'Alberta vers l'Est jusqu'au Québec (le réseau principal au Canada);
- un réseau de transport de gaz naturel en Alberta (le réseau de l'Alberta);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière de la Colombie-Britannique et de l'Idaho à la frontière entre l'Oregon et la Californie, en passant par les États d'Idaho, de Washington et d'Oregon (le réseau de Gas Transmission Northwest);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine au centre de l'Alberta et qui s'étend jusqu'en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et aux frontières américaines (le réseau de Foothills);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière ouest de l'Alberta jusque dans le sud-est de la Colombie-Britannique (le réseau de la Colombie-Britannique);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'Ehrenberg, en Arizona pour aboutir à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (le réseau de North Baja);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (Ventures LP).

L'entreprise de transport de gaz détient par ailleurs les placements de la société dans d'autres gazoducs et installations de stockage de gaz naturel situés principalement au Canada et aux États-Unis. De plus, l'entreprise de transport de gaz recherche et aménage de nouvelles installations de transport et de stockage de gaz naturel et de regazéification du gaz naturel liquéfié au Canada et aux États-Unis.

Électricité

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques et commercialise l'électricité. En outre, cette entreprise détient les placements de la société dans d'autres centrales électriques. Elle exerce ses activités au Canada et aux États-Unis.

NOTE 1 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Ces principes comptables diffèrent, à certains égards, des PCGR des États-Unis. La note 23 explique les principales différences. Sauf indication contraire, les montants sont présentés en dollars canadiens. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables résumées ci-après.

Mode de présentation

Aux termes d'un plan d'arrangement entré en vigueur le 15 mai 2003, les actions ordinaires de TCPL ont été échangées contre des actions ordinaires de TransCanada Corporation (TransCanada), à raison de une contre une. En conséquence, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL, les comptes consolidés de toutes ses filiales ainsi que la quote-part de TCPL des comptes des coentreprises dans lesquelles la société détient une participation.

Le 1^{er} novembre 2004, la société a acheté une participation de 100 % dans le réseau de Gas Transmission Northwest et le réseau de North Baja (collectivement GTN) et, par conséquent, les résultats de GTN ont été consolidés avec ceux de la société par la suite. En décembre 2003, TCPL a haussé sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland), pour la porter de 43,4 % à 61,7 %. Après l'acquisition, les comptes de Portland ont été consolidés

dans les états financiers de la société, et une participation de 38,3 % a été comptabilisée en tant que part des actionnaires sans contrôle. En août 2003, TCPL a acheté les participations restantes dans Foothills Pipe Lines Ltd. et ses filiales (Foothills) qu'elle ne détenait pas antérieurement, et les comptes de Foothills ont été consolidés avec ceux de la société par la suite.

TCPL suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

Réglementation

Le réseau principal au Canada, le réseau de la Colombie-Britannique, le réseau de Foothills et Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (Trans Québec & Maritimes) relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ), tandis que le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel au Canada en ce qui concerne la détermination des produits et des droits ainsi que la construction et l'exploitation. L'ONÉ a approuvé des droits provisoires pour 2004 pour le réseau principal au Canada. Ces droits seront provisoires jusqu'à ce que soit rendue la décision au sujet de la deuxième phase de la demande tarifaire de 2004, qui portera sur la structure du capital, pour le réseau principal au Canada. Les ajustements aux droits provisoires, s'il en est, seront constatés conformément à la décision de l'ONÉ. Le réseau de Gas Transmission Northwest, le réseau de North Baja et les autres gazoducs aux États-Unis sont assujéti à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Pour rendre compte adéquatement de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, et ce faisant pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges de ces entreprises réglementées peut différer de celui qui est préconisé par les PCGR.

Encaisse et placements à court terme

Les placements à court terme de la société dont l'échéance est de trois mois ou moins sont considérés comme des quasi-espèces et sont inscrits au coût, qui se rapproche de leur valeur marchande.

Stocks

Les stocks sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. Ils se composent principalement de matériaux, de matières et de fournitures, y compris des pièces de rechange, ainsi que du gaz stocké.

Immobilisations corporelles

Transport de gaz

Les immobilisations corporelles liées aux activités de transport de gaz naturel sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les gazoducs et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 6 %; des taux divers s'appliquent aux postes de mesurage et autres immobilisations. Une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est capitalisée et incluse dans le coût des installations de transport de gaz naturel; le taux utilisé pour le calcul de cette provision est le taux de rendement sur la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation.

Électricité

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement de 2 % à 4 %. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation prévue estimative. L'intérêt est capitalisé dans le cas des projets d'immobilisations.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur Siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Conventions d'achat d'électricité

Les conventions d'achat d'électricité (CAE) sont des contrats à long terme d'achat ou de vente d'électricité selon des modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour les CAE acquises par TCPL sont reportés et amortis sur la durée des contrats à partir de la date d'acquisition, qui varie de 8 à 23 ans. Certaines CAE aux termes desquelles TCPL vend de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation et, par conséquent, les immobilisations corporelles connexes sont comptabilisées en tant qu'actifs en vertu de contrats de location-exploitation.

Impôts sur les bénéfices

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode de l'impôt exigible est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode de l'impôt exigible, il n'est pas nécessaire de constituer une provision pour les impôts futurs. Tel qu'il est permis en vertu des PCGR, cette méthode est également utilisée aux fins comptables, puisqu'il est raisonnable de croire que les impôts futurs à payer seront inclus dans les coûts futurs du service et qu'ils seront alors constatés dans les produits d'exploitation. Pour le reste de ses activités, la société applique la méthode du report d'impôts variable. En vertu de cette méthode, des actifs et passifs d'impôts futurs sont constatés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur assiette fiscale respective. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices durant lesquels les écarts temporaires devraient être soit recouvrés, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice durant lequel elles surviennent.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Pour la plupart, les établissements étrangers de la société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Selon cette méthode, les éléments d'actif et de passif sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice et les postes inclus dans les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les gains ou pertes de change sont présentés au poste Écart de conversion, sous les capitaux propres.

Certains établissements étrangers inclus dans la participation de TCPL dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) sont intégrés et convertis en dollars canadiens selon la méthode temporelle. Selon cette méthode, les actifs et passifs monétaires sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, les actifs et passifs non monétaires sont convertis aux taux de change historiques, les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur au moment de l'opération et l'amortissement des actifs convertis aux taux historiques est converti au même taux que celui des actifs correspondants. Les gains et pertes de conversion sont imputés à l'état des résultats au moment où ils se produisent.

Les gains ou les pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère et aux titres privilégiés se rapportant au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient récupérés par le truchement de la tarification.

Instruments financiers dérivés

La société utilise des instruments dérivés et d'autres instruments financiers pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des produits énergétiques de base. Les gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés comme éléments de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que les opérations couvertes correspondantes. La constatation des gains et des pertes sur les instruments dérivés auxquels la société a recours pour couvrir les risques liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta, à GTN et au réseau de Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

Pour être comptabilisé à titre d'élément de couverture, un instrument dérivé doit être désigné comme tel et être efficace. Un élément de couverture des flux de trésorerie est efficace si les variations des flux de trésorerie qui en découlent annulent presque entièrement les variations des flux de trésorerie attribuables à la position couverte et si ces flux de trésorerie se produisent en même temps. Un élément de couverture de la juste valeur est efficace si les variations de sa juste valeur annulent presque entièrement les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Si un instrument dérivé ne répond ni au critère de désignation ni au critère d'efficacité, l'instrument dérivé est comptabilisé à sa juste valeur, et les gains et pertes matérialisés et non matérialisés qui en découlent sont constatés dans les résultats. Si un instrument dérivé admissible à titre d'élément de couverture est réglé par anticipation, le gain ou la perte en découlant au moment du règlement est reporté et constaté en même temps que l'opération couverte correspondante. Toutes les primes que la société paie ou reçoit en rapport avec les instruments dérivés constituant des éléments de couverture sont reportées et amorties sur la durée des contrats de couverture.

Régimes d'avantages sociaux et autres

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (régimes PD). Le coût des prestations que les employés gagnent dans le cadre des régimes à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les hypothèses les plus probables de la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la

progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite est déterminé en fonction de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Le gain actuariel net ou la perte actuarielle nette qui excède 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement. La société offrait auparavant à ses employés deux régimes supplémentaires, soit un régime de retraite à cotisations déterminées et un régime cumulant des prestations déterminées et des cotisations déterminées, que la société a supprimés le 31 décembre 2002.

NOTE 2 MODIFICATIONS COMPTABLES

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, la norme énoncée dans le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Cette norme traite de la comptabilisation et de la présentation de l'information financière à l'égard des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Selon ce chapitre, la juste valeur du passif découlant d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'élément d'actif correspondant. Le passif s'accroît à la fin de chaque exercice par une imputation aux charges d'exploitation. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de pipelines souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Aucun montant n'a été constaté au titre des obligations de mise hors service relativement à ces immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service des éléments d'actif ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs. Dans le cas de l'entreprise de transport de gaz, compte non tenu des activités de transport de gaz naturel réglementées, cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars des immobilisations corporelles et de la juste valeur estimative du passif au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars des immobilisations corporelles et de la juste valeur estimative du passif respectivement au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils sont survenus, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1^{er} janvier 2003.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour les exercices antérieurs. L'incidence de cette modification comptable sur les états financiers de la société au 31 décembre 2004 et pour l'exercice terminé à cette date est présentée à la note 18.

Relations de couverture

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture*, de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, la désignation et l'efficacité des couvertures, ainsi que les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. L'adoption de cette nouvelle note d'orientation, que TCPL a appliquée prospectivement, n'a eu aucune incidence importante sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

Principes comptables généralement reconnus

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, la nouvelle norme du chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des PCGR et les autres sources qui doivent être prises en compte dans l'application des PCGR. Selon cette nouvelle norme, qui fournit une exception pour les établissements dont les droits sont réglementés, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2004. Dans les exercices antérieurs, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés dans le bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit.

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)¹⁾
Exercice terminé le 31 décembre 2004
(en millions de dollars)

	Transport de gaz	Électricité	Siège social	Total
Produits	3 917	1 190	-	5 107
Coût des marchandises vendues ²⁾	-	(539)	-	(539)
Autres coûts et charges	(1 225)	(407)	(3)	(1 635)
Amortissement	(873)	(72)	-	(945)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 819	172	(3)	1 988
Charges financières et liées aux titres privilégiés et part des actionnaires sans contrôle	(785)	(9)	(81)	(875)
Charges financières des coentreprises	(56)	(4)	-	(60)
Bénéfice de participation	41	130	-	171
Intérêts créditeurs et autres produits	14	14	37	65
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	197	-	197
Impôts sur les bénéfices	(447)	(104)	43	(508)
Activités poursuivies	586	396	(4)	978
Activités abandonnées				52
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				1 030

Exercice terminé le 31 décembre 2003
(en millions de dollars)

Produits	3 956	1 401	-	5 357
Coût des marchandises vendues ²⁾	-	(692)	-	(692)
Autres coûts et charges	(1 270)	(405)	(7)	(1 682)
Amortissement	(831)	(82)	(1)	(914)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 855	222	(8)	2 069
Charges financières et liées aux titres privilégiés et part des actionnaires sans contrôle	(781)	(11)	(89)	(881)
Charges financières des coentreprises	(76)	(1)	-	(77)
Bénéfice de participation	66	99	-	165
Intérêts créditeurs et autres produits	17	14	29	60
Impôts sur les bénéfices	(459)	(103)	27	(535)
Activités poursuivies	622	220	(41)	801
Activités abandonnées				50
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				851

Exercice terminé le 31 décembre 2002
(en millions de dollars)

Produits	3 921	1 293	-	5 214
Coût des marchandises vendues ²⁾	-	(627)	-	(627)
Autres coûts et charges	(1 166)	(371)	(9)	(1 546)
Amortissement	(783)	(65)	-	(848)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 972	230	(9)	2 193
Charges financières et liées aux titres privilégiés et part des actionnaires sans contrôle	(821)	(13)	(91)	(925)
Charges financières des coentreprises	(90)	-	-	(90)
Bénéfice de participation	33	-	-	33
Intérêts débiteurs et autres produits	17	13	23	53
Impôts sur les bénéfices	(458)	(84)	25	(517)
Activités poursuivies	653	146	(52)	747
Activités abandonnées				-
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				747

1) Certains frais tels que les charges financières indirectes et les impôts sur les bénéfices connexes ne sont pas ventilés entre les secteurs aux fins de la détermination du bénéfice net de chaque secteur.

2) Le coût des marchandises vendues comprend les achats de produits de base destinés à la revente.

TOTAL DE L'ACTIF

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
Transport de gaz	18 428	17 064
Électricité	2 802	2 753
Siège social	892	870
Activités poursuivies	22 122	20 687
Activités abandonnées	7	11
	22 129	20 698

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002 ⁴⁾
Produits ³⁾			
Canada – marché intérieur	3 147	3 257	2 731
Canada – exportations	1 261	1 293	1 641
États-Unis	699	807	842
	5 107	5 357	5 214

3) Les produits sont répartis par pays, selon le pays d'origine des produits ou services.

4) Les produits du marché intérieur au Canada en 2002 ont été réduits en raison des crédits au titre des services de transport de 662 millions de dollars. Ces services ont été abandonnés en 2003.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
Canada	14 757	15 156
États-Unis	3 947	2 259
	18 704	17 415

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Transport de gaz	187	256	382
Électricité	285	132	193
Siège social et autres	4	3	24
	476	391	599

NOTE 4 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre

(en millions de dollars)

	2004			2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Transport de gaz						
Réseau principal au Canada						
Gazoduc	8 695	3 421	5 274	8 683	3 176	5 507
Postes de compression	3 322	947	2 375	3 318	832	2 486
Postes de mesurage et autres	366	125	241	404	132	272
	<u>12 383</u>	<u>4 493</u>	<u>7 890</u>	<u>12 405</u>	<u>4 140</u>	<u>8 265</u>
En construction	16	-	16	12	-	12
	<u>12 399</u>	<u>4 493</u>	<u>7 906</u>	<u>12 417</u>	<u>4 140</u>	<u>8 277</u>
Réseau de l'Alberta						
Gazoduc	4 978	2 055	2 923	4 934	1 908	3 026
Postes de compression	1 496	599	897	1 507	549	958
Postes de mesurage et autres	861	262	599	862	211	651
	<u>7 335</u>	<u>2 916</u>	<u>4 419</u>	<u>7 303</u>	<u>2 668</u>	<u>4 635</u>
En construction	20	-	20	13	-	13
	<u>7 355</u>	<u>2 916</u>	<u>4 439</u>	<u>7 316</u>	<u>2 668</u>	<u>4 648</u>
GTN ¹⁾						
Gazoduc	1 131	9	1 122			
Postes de compression	726	2	724			
Postes de mesurage et autres	187	1	186			
	<u>2 044</u>	<u>12</u>	<u>2 032</u>			
En construction	17	-	17			
	<u>2 061</u>	<u>12</u>	<u>2 049</u>			
Réseau de Foothills						
Gazoduc	815	346	469	834	317	517
Postes de compression	373	114	259	378	99	279
Postes de mesurage et autres	78	35	43	60	35	25
	<u>1 266</u>	<u>495</u>	<u>771</u>	<u>1 272</u>	<u>451</u>	<u>821</u>
Coentreprises en autres	3 213	1 053	2 160	3 361	1 052	2 309
	<u>26 294</u>	<u>8 969</u>	<u>17 325</u>	<u>24 366</u>	<u>8 311</u>	<u>16 055</u>
Électricité²⁾						
Installations de production d'électricité	1 397	375	1 022	1 439	381	1 058
Autres	77	45	32	84	41	43
	<u>1 474</u>	<u>420</u>	<u>1 054</u>	<u>1 523</u>	<u>422</u>	<u>1 101</u>
En construction	288	-	288	209	-	209
	<u>1 762</u>	<u>420</u>	<u>1 342</u>	<u>1 732</u>	<u>422</u>	<u>1 310</u>
Siège social	124	87	37	122	72	50
	<u>28 180</u>	<u>9 476</u>	<u>18 704</u>	<u>26 220</u>	<u>8 805</u>	<u>17 415</u>

États financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited

- 1) TCPL a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004.
- 2) Certaines installations de production d'électricité sont comptabilisées en tant qu'actifs aux termes de contrats de location-exploitation. Au 31 décembre 2004, la valeur comptable nette de ces installations était de 70 millions de dollars. Des produits de 7 millions de dollars ont été attribués aux CAE pour ces installations en 2004.

NOTE 5 AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
Contrats d'instruments dérivés	253	118
CAE – Canada ¹⁾	274	278
CAE – États-Unis ¹⁾	98	248
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux	209	201
Reports réglementaires	199	212
Prêts et avances ²⁾	135	111
Écart d'acquisition	58	-
Autres	251	189
	1 477	1 357

- 1) Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les états financiers consolidés.

Aux 31 décembre

(en millions de dollars)

	2004			2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE – Canada	345	71	274	329	51	278
CAE – États-Unis	102	4	98	276	28	248

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, une dotation aux amortissements globale de 24 millions de dollars a été imputée au titre des CAE (37 millions de dollars en 2003; 28 millions de dollars en 2002). La dotation aux amortissements relativement aux CAE de la société est d'environ : 26 millions de dollars en 2005; 26 millions de dollars en 2006; 26 millions de dollars en 2007; 26 millions de dollars en 2008; et 26 millions de dollars en 2009. En avril 2004, la société a cédé à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) toutes ses CAE aux États-Unis et, compte tenu de sa participation de coentrepreneur dans S.E.C. Électricité, elle a constaté un montant de 74 millions de dollars US au titre des CAE aux États-Unis. En 2004, la société a également constaté un montant de 16 millions de dollars au titre des CAE au Canada.

- 2) Ce montant comprend un effet à recevoir non garanti de 75 millions de dollars de Bruce Power qui porte intérêt au taux de 10,5 % par an et dont l'échéance est le 14 février 2008.

NOTE 6 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

<i>(en millions de dollars)</i>	Participation	Quote-part de TCPL				
		Bénéfice avant impôts sur les bénéfices			Actif net	
		Exercices terminés les 31 décembre			Aux 31 décembre	
		2004	2003	2002	2004	2003
Transport de gaz						
Great Lakes	50,0 % ¹⁾	86	81	102	379	419
Iroquois	41,0 % ¹⁾	28	31	30	175	169
TC PipeLines, LP	33,4 %	22	21	24	124	130
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	13	14	13	75	77
CrossAlta	60,0 % ¹⁾	20	11	21	24	25
Foothills	²⁾	-	19	29	-	-
Autres	Diverses	6	7	7	27	22
Électricité						
S.E.C. Électricité	30,6 % ³⁾	32	25	26	289	234
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁴⁾	-	-	-	93	99
		207	209	252	1 186	1 175

- 1) Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes); Iroquois Gas Transmission System, L.P. (Iroquois); CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta).
- 2) En août 2003, TCPL a acheté les participations restantes dans Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement, et les résultats de Foothills ont été consolidés dans les états financiers de la société par la suite.
- 3) En avril 2004, la participation de la société dans S.E.C. Électricité a été réduite, passant de 35,6 % à 30,6 %.

États financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited

- 4) La société possède une participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership, qui est située en Alberta et qui détient une CAE. Les volumes d'électricité sous-jacents liés à la participation de 50,0 % dans ASTC Power Partnership ont été effectivement transférés à TCPL.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2004 comprennent une tranche de 509 millions de dollars (509 millions de dollars en 2003) des bénéfices non répartis de ces coentreprises.

Information financière sommaire sur les coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Résultats			
Produits	559	623	680
Autres coûts et charges	(238)	(275)	(251)
Amortissement	(88)	(96)	(119)
Charges financières et autres	(26)	(43)	(58)
Quote-part du bénéfice avant impôts sur les bénéfices des coentreprises	207	209	252
<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Flux de trésorerie			
Exploitation	269	272	323
Activités d'investissement	(179)	(114)	(124)
Activités de financement	(76)	(156)	(210)
Incidence de la variation des taux de changes sur l'encaisse et les placements à court terme	(5)	(10)	(1)
Quote-part de l'augmentation (la diminution) de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	9	(8)	(12)
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	
Bilans			
Encaisse et placements à court terme	64	55	
Autres éléments d'actif à court terme	133	106	
Placements à long terme	105	118	
Immobilisations corporelles	1 644	1 693	
Autres actifs et montants reportés (montant net)	221	109	
Passif à court terme	(153)	(94)	
Dette sans recours	(779)	(761)	
Impôts futurs	(49)	(51)	
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 186	1 175	

NOTE 7 PLACEMENTS À LONG TERME

<i>(en millions de dollars)</i>	Participation	Quote-part de TCPL							
		Distributions sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation Exercices terminés les 31 décembre			Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation Exercices terminés les 31 décembre			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation Aux 31 décembre	
		2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003
Électricité									
Bruce Power	31,6 %	-	-	-	130	99	-	642	513
Transport de gaz									
Northern Border	10,0 % ¹⁾	27	22	26	23	22	25	91	103
TransGas de Occidente S.A.	46,5 %	8	8	-	11	27	5	78	80
Portland	61,7 % ²⁾	-	10	-	-	14	2	-	-
Autres	Diverses	13	6	1	7	3	1	29	37
		48	46	27	171	165	33	840	733

- 1) La participation effective dans le placement comptabilisé à la valeur de consolidation dans Northern Border, soit 10,0 %, est le résultat de la participation de 33,4 % que la société détient dans TC PipeLines, LP, qui détient à son tour une participation de 30,0 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border).
- 2) En septembre 2003, la société a augmenté sa participation dans Portland, qui est alors passée de 33,3 % à 43,4 %. En décembre 2003, la société a porté sa participation à 61,7 % et le placement a été entièrement consolidé par la suite.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2004 comprennent une tranche de 285 millions de dollars (166 millions de dollars en 2003).

NOTE 8 ACQUISITIONS ET CESSIONS

Acquisitions

GTN

Le 1^{er} novembre 2004, TCPL a acquis GTN au prix d'environ 1 730 millions de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette et d'ajustements de clôture de 528 millions de dollars US. La répartition provisoire du coût d'acquisition est fondée sur une estimation des justes valeurs de l'actif net à la date d'acquisition et s'établit comme suit.

Répartition du coût d'acquisition

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	45
Immobilisations corporelles	1 712
Autres éléments d'actif à long terme	30
Écart d'acquisition	48
Passif à court terme	(54)
Dette à long terme	(528)
Autres éléments de passif à long terme	(51)
	1 202

L'écart d'acquisition, attribuable au réseau de North Baja, sera réévalué annuellement pour déterminer s'il y a réduction de valeur. Les facteurs à l'origine de l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion, un solide avantage concurrentiel, une forte demande pour le gaz dans les marchés de la région de l'Ouest et l'accès à des approvisionnements gaziers à faible coût en quantité amplement suffisante. La société prévoit que l'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération sera entièrement déductible aux fins de l'impôt.

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. Les résultats financiers de GTN ont été consolidés avec ceux de TCPL postérieurement à la date d'achat et ils sont inclus dans les résultats du secteur Transport de gaz.

Bruce Power

Le 14 février 2003, la société a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power en contrepartie de 409 millions de dollars, y compris les ajustements de clôture. Dans le cadre de l'acquisition, la société a également financé une participation de un tiers (75 millions de dollars) du paiement reporté du loyer accéléré de 225 millions de dollars que Bruce Power a versé à Ontario Power Generation. L'effet à recevoir de Bruce Power à ce titre est constaté au poste Autres actifs.

Le coût d'acquisition de la participation de 31,6 % dans Bruce Power a été ventilé comme suit.

Répartition du coût d'acquisition

(en millions de dollars)

Valeur comptable nette des actifs acquis	281
Contrat de location-exploitation	301
Conventions de vente d'électricité	(131)
Passifs des régimes de retraite et autres	(42)
	<u>409</u>

Le montant imputé à la participation dans Bruce Power comprend l'imputation d'une tranche de 301 millions de dollars du coût d'acquisition au contrat de location-acquisition de l'installation de Bruce Power, montant qui est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat, en vigueur jusqu'en 2018, ce qui donnera lieu à une dotation aux amortissements annuelle de 19 millions de dollars. Le montant imputé aux conventions de vente d'électricité est amorti par imputation aux résultats sur la durée restante des conventions de vente sous-jacentes. L'amortissement de la juste valeur attribuée à ces contrats s'établit comme suit : 38 millions de dollars en 2003; 37 millions de dollars en 2004; 25 millions de dollars en 2005; 29 millions de dollars en 2006; et 2 millions de dollars en 2007.

Cessions

S.E.C. Électricité

Le 30 avril 2004, TCPL a vendu à S.E.C. Électricité les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, plus les ajustements de clôture de 12,8 millions de dollars US, et a constaté un gain de 25 millions de dollars avant impôts (15 millions de dollars après impôts). S.E.C. Électricité a financé l'achat grâce à l'émission de 8,1 millions de reçus de souscription et au moyen d'un prêt de tiers. Dans le cadre du placement des reçus de souscription, TCPL a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total de 20 millions de dollars. Les reçus de souscription ont par la suite été convertis en parts de la société en commandite. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. Électricité visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TCPL au 30 juin 2017. Étant donné que TCPL était tenue de financer ce rachat, la suppression de l'obligation de rachat par S.E.C. Électricité élimine cette exigence. La suppression de l'obligation et la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité ont donné lieu à un gain de 172 millions de dollars. Ce montant tient compte de la constatation des gains non amortis de 132 millions de dollars sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

NOTE 9 DETTE À LONG TERME

	Dates de remboursement	2004		2003	
		Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾
RÉSEAU PRINCIPAL					
AU CANADA³⁾					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres Sterling (2004 et 2003 - £25)	2007	58	16,5 %	58	16,5 %
Débiteures					
En dollars CA	2008 à 2020	1 354	10,9 %	1 354	10,9 %
En dollars US (600 \$ US en 2004; 800 \$ US en 2003)	2012 à 2021	722	9,5 %	1 034	9,2 %
Effets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2031	2 167	6,9 %	2 312	6,9 %
En dollars US (120 \$ US en 2004 et 2003)	2010	144	6,1 %	155	6,1 %
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification ⁸⁾		-		(60)	
		<u>4 445</u>		<u>4 853</u>	
RÉSEAU DE L'ALBERTA⁴⁾					
Débiteures et effets					
En dollars CA	2007 à 2024	607	11,6 %	627	11,6 %
En dollars US (375 \$ US en 2004; 500 \$ US en 2003)	2012 à 2023	451	8,2 %	646	8,3 %
Effets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	767	7,4 %	767	7,4 %
En dollars US (233 \$ US en 2004 et 2003)	2026 à 2029	280	7,7 %	301	7,7 %
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification ⁸⁾		-		(16)	
		<u>2 105</u>		<u>2 325</u>	
GTN⁵⁾					
Débiteures et effets non garantis (525 \$ US en 2004)	2005 à 2025	632	7,2 %	-	
RÉSEAU DE FOOTHILLS³⁾					
Effets de premier rang garantis		-		80	4,3 %
Effets de premier rang non garantis	2009 à 2014	400	4,9 %	300	4,7 %
		<u>400</u>		<u>380</u>	
PORTLAND⁶⁾					
Effets de premier rang garantis					
En dollars US (256 \$ US en 2004; 271 \$ US en 2003)	2018	308	5,9 %	350	5,9 %

	Dates de remboursement	2004		2003	
		Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾
AUTRES					
Effets à moyen terme ³⁾					
En dollars CA	2005 à 2030	592	6,2 %	592	6,2 %
En dollars US (521 \$ US en 2004; 665 \$ US en 2003)	2006 à 2025	627	6,9 %	859	6,8 %
Débiteures subordonnées ³⁾					
En dollars US (57 \$ US en 2004 et 2003)	2006	68	9,1 %	74	9,1 %
Emprunts, débiteures et effets non garantis ⁷⁾					
En dollars US (1 082 \$ US en 2004; 446 \$ US en 2003)	2005 à 2034	1 302	5,1 %	582	4,9 %
		<u>2 589</u>		<u>2 107</u>	
		<u>10 479</u>		<u>10 015</u>	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an		<u>766</u>		<u>550</u>	
		<u>9 713</u>		<u>9 465</u>	

- 1) L'encours est indiqué en millions de dollars CA; les montants libellés en monnaies autres que le dollar CA sont indiqués en millions.
- 2) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : effets de premier rang non garantis, Foothills – 5,8 % en 2003; effets de premier rang garantis, Portland – 6,2 % en 2003; débiteures subordonnées en dollars US, Autres – 9,0 % (9,0 % en 2003); et emprunts, débiteures et effets non garantis en dollars US, Autres – 5,2 % (5,2 % en 2003).
- 3) Dette à long terme de TCPL.
- 4) Dette à long terme de NOVA Gas Transmission Ltd., exclusion faite d'un effet de 241 millions de dollars détenu par TCPL (258 millions de dollars en 2003).
- 5) Dette à long terme de Gas Transmission Northwest Corporation.
- 6) Dette à long terme de Portland.
- 7) Dette à long terme TCPL, exclusion faite d'un effet de 85 millions de dollars détenu par OSP Finance Company et d'un effet de 14 millions de dollars détenu par TC Ocean State Corporation.
- 8) Voir la note 2, Modifications comptables – « Principes comptables généralement reconnus ».

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société s'établissent approximativement comme suit : 766 millions de dollars en 2005; 387 millions de dollars en 2006; 615 millions de dollars en 2007; 545 millions de dollars en 2008; et 753 millions de dollars en 2009.

Prospectus préalables

En date du 31 décembre 2004, la société pouvait émettre des débiteures d'un montant de 1,5 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission d'effets à moyen terme au Canada, et elle pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1 milliard de dollars US aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission de titres de créance aux États-Unis. En janvier 2005, la société a émis pour 300 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant une échéance de 12 ans et un taux d'intérêt de 5,1 % aux termes de son prospectus préalable canadien.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

Obligations de première hypothèque sur le pipeline

L'acte de fiducie et d'hypothèque garantissant les obligations de première hypothèque sur le pipeline de la société limite les charges spécifiques et variables aux éléments d'actif constitués du réseau principal actuel et futur au Canada et aux contrats actuels et futurs de transport de gaz naturel de TCPL.

RÉSEAU DE L'ALBERTA

Débiteures

Les débiteures totalisant 225 millions de dollars sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement précisées, le remboursement d'un maximum de 8 % du montant

en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2004.

Effets à moyen terme

Des effets à moyen terme totalisant 50 millions de dollars comportent une disposition permettant aux détenteurs de reporter de 2007 à 2027 l'échéance des effets à moyen terme. Si l'échéance était reportée, le taux d'intérêt serait majoré pour passer de 6,1 % à 7,0 %, et les effets à moyen terme deviendraient alors remboursables au gré de la société.

GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION

Effets de premier rang non garantis

La société peut rembourser, en tout temps à compter du 1^{er} juin 2005, des effets de premier rang non garantis d'un montant total de 250 millions de dollars US.

AUTRES

Effets à moyen terme

Des effets à moyen terme totalisant 150 millions de dollars sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, en 2005, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés.

Charges financières

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Intérêts sur la dette à long terme	805	801	850
Reports et amortissements réglementés	(31)	(14)	(17)
Intérêts débiteurs et autres charges financières à court terme	38	34	34
	812	821	867

La société a effectué des paiements d'intérêt de 816 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (846 millions de dollars en 2003; 866 millions de dollars en 2002). La société a capitalisé des intérêts de 11 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (9 millions de dollars en 2003; néant en 2002).

NOTE 10 DETTE SANS RECOURS DES COENTREPRISES

	Dates de remboursement	2004		2003	
		Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾	Encours au 31 décembre ¹⁾	Taux d'intérêt moyen pondéré ²⁾
Great Lakes					
Effets de premier rang non garantis (235 \$ US en 2004; 240 \$ US en 2003)	2011 à 2030	283	7,9 %	310	7,9 %
Iroquois					
Effets de premier rang non garantis (151 \$ US en 2004 et 2003)	2010 à 2027	182	7,5 %	196	7,5 %
Emprunt bancaire (36 \$ US en 2004; 43 \$ US en 2003)	2008	43	2,5 %	56	2,3 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations	2005 à 2010	143	7,3 %	143	7,3 %
Emprunt à terme	2006	29	3,2 %	34	3,5 %
S.E.C. TransCanada Électricité					
Effets de premier rang non garantis (58 \$ US en 2004)	2014	70	5,9 %	-	
Facilité de crédit	2009	64	3,2 %	-	
Emprunt à terme	2010	2	11,3 %	-	
Autres	2005 à 2012	46	4,9 %	41	5,4 %
		862		780	
Moins : tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an		83		19	
		779		761	

1) Les montants indiqués dans l'encours représentent la quote-part de TCPL et sont libellés en millions de dollars CA; les montants libellés en dollars US sont indiqués en millions.

2) Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2004, en raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : emprunt bancaire d'Iroquois – 4,1 % (4,5 % en 2003) et facilité de crédit de S.E.C. Électricité – 5,2 %.

La dette des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TCPL. La garantie fournie par chaque coentreprise se limite à ses droits et à ses éléments d'actif, et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TCPL, sauf dans la mesure de sa participation.

En ce qui concerne les remboursements de capital de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre des fonds d'amortissement, la quote-part de la société s'établit à environ : 83 millions de dollars en 2005; 49 millions de dollars en 2006; 18 millions de dollars en 2007; 18 millions de dollars en 2008; et 141 millions de dollars en 2009.

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'établissait à 55 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (67 millions de dollars en 2003; 88 millions de dollars en 2002).

NOTE 11 MONTANTS REPORTÉS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
Contrats d'instruments dérivés	209	40
Reports réglementaires	229	131
Autres régimes d'avantages sociaux	63	32
Produits reportés	58	215
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	36	9
Autres	71	134
	666	561

NOTE 12 TITRES PRIVILÉGIÉS

Les titres privilégiés 8,25 %, d'un montant de 460 millions de dollars US, sont rachetables à leur valeur nominale par la société en tout temps. La société peut choisir de reporter les paiements d'intérêt sur les titres privilégiés et de régler l'intérêt reporté au comptant ou en actions ordinaires.

Puisque la société peut, à son gré, régler l'intérêt reporté en émettant des actions ordinaires, les titres privilégiés sont classés selon leurs composantes « passif » et « capitaux propres ». Au 31 décembre 2004, la composante passif des titres privilégiés s'élevait à 19 millions de dollars (16 millions de dollars US) (22 millions de dollars (14 millions de dollars US) en 2003), et leur composante capitaux propres se chiffrait à 670 millions de dollars (444 millions de dollars US) (672 millions de dollars (446 millions de dollars US) en 2003).

À compter du 1^{er} janvier 2005, conformément aux nouvelles normes comptables canadiennes, la composante capitaux propres des titres privilégiés sera classée comme élément de passif.

NOTE 13 ACTIONS PRIVILÉGIÉES

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions (en milliers)	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2004 (en millions de dollars)	2003 (en millions de dollars)
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				389	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises en série est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

À compter du 15 octobre 2013, en ce qui concerne les actions de série U, et à compter du 5 mars 2014, en ce qui concerne les actions de série Y, la société pourra racheter ces actions au prix de 50 \$ l'action.

NOTE 14 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2002	476 631	4 564
Levée d'options	2 871	50
En circulation au 31 décembre 2002	479 502	4 614
Levée d'options	1 166	18
En circulation aux 31 décembre 2003 et 2004	480 668	4 632

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Restrictions quant aux dividendes

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées, les titres privilégiés et les titres de créance pourraient restreindre la capacité de la société de déclarer des dividendes sur les actions privilégiées et sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2004, aux termes des dispositions les plus restrictives, la société disposait d'un montant d'environ 1,4 milliard de dollars pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires.

NOTE 15 GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La société émet des titres de créance à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, elle achète et vend des produits énergétiques de base et elle investit dans des établissements à l'étranger. En conséquence, elle doit assumer des risques découlant des taux d'intérêt, des prix des produits énergétiques de base et des taux de change. La société a recours à des instruments dérivés pour gérer les risques résultant de ces activités.

Valeur comptable des instruments dérivés

La valeur comptable des instruments dérivés servant à couvrir le risque de prix lié aux éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère des établissements étrangers autonomes est inscrite aux bilans à la juste valeur de ces éléments. Les gains et les pertes sur ces instruments dérivés, matérialisés ou non, sont comptabilisés dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres, en tant que réduction des gains et pertes correspondants découlant de la conversion des actifs et des passifs des filiales étrangères. Au 1^{er} janvier 2004, la valeur comptable des swaps de taux d'intérêt est inscrite au bilan à sa juste valeur. Les opérations conclues en monnaie étrangère qui sont couvertes par des contrats de change sont inscrites selon les taux de change figurant aux contrats. Les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique sont inscrits aux bilans à leur juste valeur. Les valeurs comptables indiquées dans les tableaux qui suivent sont présentées dans les bilans consolidés.

Juste valeur des instruments financiers

L'encaisse et les placements à court terme ainsi que les effets à payer sont évalués à leur valeur comptable, du fait qu'ils échoient à court terme. La juste valeur de la dette à long terme, de la dette à long terme sans recours des coentreprises et des débentures subordonnées de rang inférieur est déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été estimée en fonction des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique a été calculée en fonction de prix à terme estimatifs pour la période visée.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une des parties à un instrument dérivé en rapport avec lequel la société a un gain non matérialisé ne s'acquitte pas de ses obligations aux termes du contrat. Ce risque de crédit est réduit au minimum du fait que la société utilise des techniques de gestion du crédit éprouvées, y compris des processus d'évaluation en bonne et due forme, des exigences contractuelles et de garanties, des accords de compensation cadre ainsi que des limites de l'exposition au risque de crédit. Au 31 décembre 2004, dans le cas des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient respectivement à 127 millions de dollars et à 40 millions de dollars. Au 31 décembre 2004, dans le cas des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient respectivement à 19 millions de dollars et à 7 millions de dollars.

Montants nominaux de référence ou en capital

Les montants nominaux de référence ne sont pas présentés dans les états financiers parce qu'ils ne donnent pas lieu à des échanges entre la société et les autres parties aux contrats, et qu'ils ne constituent pas une mesure des risques auxquels la société est exposée. Ces montants nominaux de référence servent uniquement à calculer les paiements à effectuer à l'égard de certains instruments dérivés.

Établissements étrangers

Aux 31 décembre 2004 et 2003, la société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère qui l'exposaient au risque lié aux variations des taux de change. La société a recours à des instruments dérivés pour couvrir le montant net du risque de change, après impôts. Les instruments dérivés servant à couvrir le risque de change comportent un risque lié au taux d'intérêt variable, contre lequel la société se protège en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie du taux d'intérêt. Dans le tableau qui suit, les montants présentés à la juste valeur pour les instruments dérivés qui ont été désignés en tant qu'élément de couverture et efficaces à ce titre, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de change qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits dans le compte Écart de conversion, sous les capitaux propres.

Investissement net dans des éléments d'actif libellés en monnaie étrangère

Passif (Actif)

Aux 31 décembre

(en millions de dollars)

	Traitement comptable	2004		2003	
		Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital (US)	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital (US)
Swaps de devises en dollars US (échéant entre 2006 et 2009)	Éléments de couverture	95	400	65	250
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2005)	Éléments de couverture	(1)	305	3	125
Options sur dollars US (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	1	100	-	-

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan consolidé à sa juste valeur en 2004. Dans les cas des instruments dérivés désignés en tant qu'éléments de couverture et efficaces à ce titre pour ce qui est de l'investissement net dans des établissements à l'étranger, les montants compensateurs sont inclus dans le compte Écart de conversion.

De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 375 millions de dollars (311 millions de dollars en 2003) et de 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de 4 millions de dollars (3 millions de dollars en 2003) et de 4 millions de dollars (1 million de dollars en 2003).

Rapprochement des gains (pertes de change)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2004	2003
Solde au début de l'exercice	(40)	14
Pertes à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(64)	(136)
Gains de change sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts sur les bénéfices	33	82
	<u>(71)</u>	<u>(40)</u>

Gains (pertes) de change

Les gains (pertes) de change compris dans le poste Autres charges (produits) de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'établissaient à 4 millions de dollars (néant en 2003; (11) millions de dollars en 2002).

Gestion du change et des taux d'intérêt

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, GTN et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette libellée en dollars US, au risque lié aux charges libellées en dollar US ainsi qu'au risque lié au taux d'intérêt. La société gère certains de ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes matérialisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif)

Aux 31 décembre

(en millions de dollars)

	Traitement comptable	2004		2003	
		Juste Valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Change					
Swaps de devises (échéant entre 2010 et 2012)	Éléments de couverture	(39)	157 US	(26)	282 US
Taux d'intérêt					
Swaps de taux d'intérêt					
En dollars CA					
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments de couverture	7	145	(1)	340
(échéant entre 2006 et 2009)	Éléments autres que de couverture	9	374	10	624
		<u>16</u>		<u>9</u>	
En dollars US					
(échéant entre 2010 et 2015)	Éléments de couverture	(2)	275 US	11	50 US
(échéant entre 2007 et 2009)	Éléments autres que de couverture	7	100 US	(3)	50 US
		<u>5</u>		<u>8</u>	

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan à sa juste valeur en 2004. De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 227 millions de dollars (390 millions de dollars en 2003) et de 157 millions de dollars US (282 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de (4) millions de dollars (néant en 2003) et de (4) millions de dollars (6 millions de dollars en 2003).

La société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt liés à ses autres entreprises en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Les détails au sujet des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif)

Aux 31 décembre

(en millions de dollars)

	Traitement comptable	2004		2003	
		Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Change					
Options (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	2	225 US	1	25 US
Contrats de change à terme (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	1	29 US	1	19 US
Swaps de devises (échéant en 2013)	Éléments de couverture	(16)	100 US	(7)	100 US
Taux d'intérêt					
Options (échéant en 2005)	Éléments autres que de couverture	-	50 US	(2)	50 US
Swaps de taux d'intérêt En dollars CA (échéant entre 2007 et 2009)	Éléments de couverture	4	100	2	50
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments autres que de couverture	1	110	2	100
		<u>5</u>		<u>4</u>	
En dollars US (échéant entre 2006 et 2013)	Éléments de couverture	5	100 US	40	250 US
(échéant entre 2006 et 2010)	Éléments autres que de couverture	22	250 US	(3)	200 US
		<u>27</u>		<u>37</u>	

Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessus est inscrit au bilan à sa juste valeur en 2004. De plus, au 31 décembre 2004, la société avait conclu des swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 136 millions de dollars (136 millions de dollars en 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US en 2003). La valeur comptable et la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt étaient respectivement de (10) millions de dollars (néant en 2003) et de (10) millions de dollars ((7) millions de dollars en 2003).

Certaines des coentreprises de la société ont recours à des instruments dérivés visant les taux d'intérêt pour gérer les risques liés aux taux d'intérêt. La quote-part de la juste valeur des instruments dérivés en vigueur au 31 décembre 2004 et dont la société était redevable s'établissait à 1 million de dollars ((1) million de dollars en 2003).

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur en 2004 et 2003.

Électricité

Actif (passif)

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

				2004	2003
		Traitement comptable		Juste valeur	Juste valeur
Électricité – Swaps (échéant entre 2005 et 2011) (échéant en 2005)		Éléments de couverture		7	(5)
		Éléments autres que de couverture		(2)	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016) (échéant en 2005)		Éléments de couverture		(39)	(34)
		Éléments autres que de couverture		(2)	(1)
Contrats de rendement thermique (échéant entre 2005 et 2006)		Éléments de couverture		(1)	(1)
Volumes de référence	Traitement comptable	Électricité (GWh)¹⁾		Gaz (Gpi³)¹⁾	
31 décembre 2004		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011) (échéant en 2005)	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016) (échéant en 2005)	Éléments de couverture	-	-	80	84
	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique (échéant entre 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	229	2	-
31 décembre 2003					
Électricité – swaps	Éléments de couverture	1 331	4 787	-	-
	Éléments autres que de couverture	59	77	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	79	81
	Éléments autres que de couverture	-	-	-	7
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture	-	735	1	-

1) En gigawatts-heure (GWh); en milliards de pieds cubes (Gpi³).

Couverture des opérations libellées en dollars US

Afin d'atténuer les risques et de protéger ses marges lorsque les contrats d'achat et de vente sont libellés en diverses monnaies étrangères, la société peut avoir recours à des contrats de change à terme et à des options sur devises qui établissent le taux de change des flux de trésorerie provenant des opérations d'achat et de vente connexes.

Autres justes valeurs

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004		2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme				
Réseau principal au Canada	4 445	5 473	4 853	5 922
Réseau de l'Alberta	2 105	2 668	2 325	2 893
GTN ¹⁾	632	627		
Réseau de Foothills	400	413	380	382
Portland	308	328	350	348
Autres	2 589	2 687	2 107	2 214
Dette sans recours des coentreprises	862	967	780	889
Titres privilégiés	19	19	19	19

1) TCPL a fait l'acquisition de GTN le 1^{er} novembre 2004.

Ces justes valeurs ne sont présentées qu'à titre indicatif; elles ne sont pas reflétées dans les bilans consolidés.

NOTE 16 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES
Provision pour impôts sur les bénéfices

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Exigibles			
Canada	390	264	229
Pays étrangers	41	41	41
	<u>431</u>	<u>305</u>	<u>270</u>
Futurs			
Canada	34	183	193
Pays étrangers	43	47	54
	<u>77</u>	<u>230</u>	<u>247</u>
	<u>508</u>	<u>535</u>	<u>517</u>

Répartition géographique du bénéfice

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Canada	1 253	1 115	1 042
Pays étrangers	296	281	280
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	<u>1 549</u>	<u>1 396</u>	<u>1 322</u>

Rapprochement de la charge fiscale

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	1 549	1 396	1 322
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	33,9 %	36,7 %	39,2 %
Charge fiscale prévue	525	512	518
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	62	29	(8)
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	2	(2)	(13)
Impôt des grandes sociétés	21	28	30
Taux d'imposition effectif inférieur sur la participation au bénéfice de sociétés affiliées	(9)	(11)	(2)
Tranche non imposable des gains liés à S.E.C. Électricité	(66)	-	-
Variation de la provision pour moins-value	(7)	(3)	8
Autres	(20)	(18)	(16)
Charge fiscale réelle	<u>508</u>	<u>535</u>	<u>517</u>

Actifs et passifs d'impôts futurs

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
Charges reportées	71	50
Produits reportés	18	29
Crédits d'impôt minimum de remplacement	10	29
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	7	28
Autres	72	24
	178	160
Moins : provision pour moins-value	17	24
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	161	136
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	456	396
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	114	108
Gains de change non matérialisés sur la dette à long terme	45	15
Autres	55	44
Passifs d'impôts futurs	670	563
Montant net des passifs d'impôts futurs	509	427

Tel qu'il est permis selon les PCGR du Canada, la société applique la méthode de l'impôt exigible pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices découlant de l'exploitation des réseaux de transport de gaz naturel au Canada. Si la méthode du report d'impôts variables avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 692 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2004 (1 758 millions de dollars en 2003) et seraient recouvrables à partir des produits futurs.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour impôts sur les bénéfices. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient augmenté d'environ 57 millions de dollars au 31 décembre 2004 (54 millions de dollars en 2003).

Versements d'impôts sur les bénéfices

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2004, un montant de 419 millions de dollars a été versé au titre des impôts sur les bénéfices (220 millions de dollars en 2003; 257 millions de dollars en 2002).

NOTE 17 EFFETS À PAYER

	2004		2003	
	Encours au 31 décembre (en millions de dollars)	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré 31 décembre	Encours au 31 décembre (en millions de dollars)	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré 31 décembre
Effets de commerce				
En dollars CA	546	2,6 %	367	2,7 %

Au 31 décembre 2004, la société disposait de facilités de crédit totalisant 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce et à d'autres fins générales. De ce total, un montant de 1,5 milliard de dollars représente une facilité de crédit consortiale mise en place en décembre 2002. Cette dernière comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars échéant à cinq ans et une tranche de 500 millions de dollars échéant à 364 jours et assortie d'une option de conversion en un emprunt à terme de deux ans. Les échéances des deux tranches peuvent être reportées chaque année, et les deux tranches sont renouvelables, sauf pendant une période de conversion. Les deux tranches ont été reportées en décembre 2004, celle de 1,0 milliard de dollars jusqu'en décembre 2009 et celle de 500 millions de dollars jusqu'en décembre 2005. Le reste des montants représente des facilités remboursables sur demande ou qui ne peuvent être reportées.

Au 31 décembre 2004, la société avait affecté environ 61 millions de dollars du total de ses lignes de crédit à des lettres de crédit et à l'appui de ses ententes commerciales. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières définies par négociation. Les frais que la société a engagés pour maintenir le solde inutilisé de ces lignes de crédit pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2004 se sont élevés à environ 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2003).

NOTE 18 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2004, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler l'obligation liée à la mise hors services d'immobilisations de l'entreprise de transport de gaz se montaient à 48 millions de dollars, montant calculé en fonction d'un taux d'inflation de 3 % par an, et la juste valeur estimative de ce passif était de 12 millions de dollars (2 millions de dollars en 2003). Les flux de trésorerie estimatifs ont été actualisés à des taux variant de 6,0 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2004, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 13 à 25 ans. Aucun montant n'a été constaté au titre des obligations de mise hors service d'immobilisations relativement aux actifs de transport de gaz naturel assujettis à la réglementation, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Au 31 décembre 2004, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de l'entreprise d'électricité se montaient à 128 millions de dollars, montant calculé en fonction d'un taux d'inflation de 3 % par an, et la juste valeur estimative de ce passif était de 24 millions de dollars (7 millions de dollars en 2003). Les flux de trésorerie estimatifs ont été actualisés à des taux variant de 6,0 % à 6,6 %. Au 31 décembre 2004, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 17 à 29 ans.

Rapprochement des obligations liées à la mise hors service des immobilisations

(en millions de dollars)

	<u>Transport de gaz</u>	<u>Électricité</u>	<u>Total</u>
Solde au 31 décembre 2002	2	6	8
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	-	1	1
Solde au 31 décembre 2003	2	7	9
Nouvelles obligations de révision des flux de trésorerie estimatifs	9	21	30
Suppression de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité	-	(5)	(5)
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2004	12	24	36

NOTE 19 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre des régimes PD qui couvrent la presque totalité de ses employés; elle offrait un régime de retraite à cotisations déterminées (régime CD) qui a cessé d'exister le 31 décembre 2002. Les régimes PD prévoient le versement de prestations basées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. Les prestations sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Aux termes du régime CD, les cotisations de la société étaient fonction de la rémunération ouvrant droit à pension des participants. Par suite de la cessation du régime CD, les participants à ce régime, aux termes des régimes PD, ont reçu pour toutes leurs années de service un crédit de service rétroactif en échange duquel, le 31 décembre 2002, ils ont cédé aux régimes PD les actifs accumulés dans leurs comptes du régime CD. Cette modification des régimes de retraite a donné lieu à des coûts non amortis de 44 millions de dollars au titre des services passés. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés, qui est d'environ 11 ans.

La société procure également à ses employés des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Depuis le 1^{er} janvier 2003, la société a regroupé ses anciens régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en un régime à l'intention des employés actifs, et elle a donné aux retraités actuels l'option d'adhérer aux dispositions du nouveau régime. Cette modification de régime a donné lieu à des coûts non amortis de 7 millions de dollars au titre des services passés. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés, qui est d'environ 19 ans.

La charge au titre du régime CD a été de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (néant en 2003; 6 millions de dollars en 2002). En 2004, la société a également passé en charges un montant de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2003; néant en 2002) relativement aux régimes d'épargne-retraite à l'intention de ses employés aux États-Unis.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs des employés, soit les montants au comptant versés par la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 88 millions de dollars en 2004 (114 millions de dollars en 2003).

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, aux fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2005, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2006.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	960	841	106	95
Coût des services rendus au cours de l'exercice	28	25	3	2
Intérêts débiteurs	58	52	7	6
Cotisations des employés	2	2	-	-
Prestations versées	(66)	(45)	(4)	(4)
Perte actuarielle	46	66	(12)	7
Acquisition d'une filiale	72	19	23	-
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	<u>1 100</u>	<u>960</u>	<u>123</u>	<u>106</u>
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	799	621	-	-
Rendement réel des actifs des régimes	97	89	1	-
Cotisations de l'employeur	84	110	4	4
Cotisations de l'employé	2	2	-	-
Prestations versées	(66)	(45)	(4)	(4)
Acquisition d'une filiale	54	22	25	-
Actifs des régimes à leur juste valeur – à la fin de l'exercice	<u>970</u>	<u>799</u>	<u>26</u>	<u>-</u>
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(130)	(161)	(97)	(106)
Perte actuarielle nette non amortie	255	263	25	39
Coûts non amortis au titre des services passés	39	41	7	6
Obligation transitoire non amortie liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	25
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant	<u>164</u>	<u>143</u>	<u>(65)</u>	<u>(36)</u>

(L'actif) le passif au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value, est présentée dans les bilans de la société comme suit.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Autres éléments d'actif	206	201	3	-
Créditeurs	(42)	(58)	(5)	(4)
Montants reportés	-	-	(63)	(32)
Total	<u>164</u>	<u>143</u>	<u>(65)</u>	<u>(36)</u>

Les montants présentés ci-dessus relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnés en fin d'exercice.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Obligation au titre des prestations constituées	(1 084)	(942)	(100)	(106)
Juste valeur des actifs des régimes	952	778	-	-
Situation de capitalisation – déficit des régimes	<u>(132)</u>	<u>(164)</u>	<u>(100)</u>	<u>(106)</u>

Pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2005, la société prévoit que ses cotisations au titre des régimes de retraite totaliseront environ 67 millions de dollars, alors que ses cotisations au titre des autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 6 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui rendent compte des années de service futures prévues, le cas échéant.

<i>(en millions de dollars)</i>	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux
2005	52	6
2006	53	6
2007	56	7
2008	58	7
2009	60	7
Période de 2010 à 2014	343	40

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations de retraite aux 31 décembre sont les suivantes.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Taux d'actualisation	5,75 %	6,00 %	6,00 %	6,25 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net de la société au titre des régimes d'avantages sociaux pour les exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes.

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Taux d'actualisation	6,00 %	6,25 %	6,75 %	6,25 %	6,50 %	6,85 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,90 %	7,25 %	7,52 %			
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,75 %	3,50 %			

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actif du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des attentes futures sur le niveau et la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actif, la composition de l'actif ainsi que les paiements de prestations à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 9,0 % pour 2005. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5,0 % en 2014 et demeurer à ce niveau par la suite. L'incidence d'une augmentation ou d'une diminution de un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit.

(en millions de dollars)

	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes des services rendus et intérêts débiteurs	2	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	12	(11)

Le coût net pour la société des avantages sociaux se présente comme suit.

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i> (en millions de dollars)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Coût des services rendus au cours de l'exercice	28	25	11	3	2	2
Intérêts débiteurs	58	52	43	7	6	4
Rendement réel des actifs des régimes	(97)	(89)	(9)	1	-	-
Perte actuarielle	46	66	93	(12)	7	26
Modification des régimes	-	-	92	-	-	7
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	35	54	230	(1)	15	39
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	39	38	(36)	(1)	-	-
Différence entre la perte actuarielle constatée et la perte actuarielle réelle sur l'obligation au titre des prestations constituées	(32)	(58)	(91)	13	(6)	(26)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles aux régimes	3	3	(92)	-	1	(7)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	2	2	2
Coût net des prestations constaté	<u>45</u>	<u>37</u>	<u>11</u>	<u>13</u>	<u>12</u>	<u>8</u>

La ventilation des actifs moyens pondérés des régimes de retraite de la société aux 31 décembre, par catégorie d'actifs, ainsi que la ventilation ciblée moyenne aux 31 décembre, par catégorie d'actifs, s'établissent comme suit.

Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2004	2003	2004
Titres de créance	44 %	47 %	35 % à 60 %
Titres de participation	56 %	53 %	40 % à 65 %
	<u>100 %</u>	<u>100 %</u>	

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré de tolérance acceptable du risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

NOTE 20 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Diminution (augmentation) des débiteurs	7	26	(45)
Diminution (augmentation) des stocks	-	15	(3)
Diminution (augmentation) des autres éléments d'actif à court terme	33	21	(53)
(Diminution) augmentation des créditeurs	-	52	120
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(7)	(2)	14
	<u>33</u>	<u>112</u>	<u>33</u>

NOTE 21 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux et une installation de stockage de gaz naturel s'établissent approximativement comme suit.

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous- location	Versements nets
2005	37	(9)	28
2006	45	(10)	35
2007	51	(9)	42
2008	53	(9)	44
2009	53	(9)	44

Les contrats de location-exploitation des bureaux viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2011. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement de cinq ans. Le contrat de location-exploitation de l'installation de stockage de gaz naturel échoit en 2030, et le locataire a le droit de résilier le contrat à compter de 2010 et à tous les cinquièmes anniversaires par la suite. Le propriétaire a le droit de résilier le contrat à tous les cinquièmes anniversaires à compter de 2015. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation se sont élevées à 7 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (2 millions de dollars en 2003; 7 millions de dollars en 2002).

Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'Aboriginal Pipeline Group (APG) et TCPL ont conclu un accord régissant le rôle de TCPL dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Ce montant est actuellement évalué à environ 90 millions de dollars. Au 31 décembre 2004, TCPL avait fourni 60 millions de dollars aux termes de ce prêt (34 millions de dollars en 2003), montant qui est compris dans le poste Autres éléments d'actif. La capacité de recouvrer ce placement dépend des résultats du projet.

Éventualités

En 2003, la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario, une action contre la société et Enbridge Inc. pour les dommages de 500 millions de dollars qu'ils auraient présumément subis du fait qu'ils se soient vu imposer, sur leurs terrains, une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation, conformément à l'article 112 de la Loi de l'Office national de l'énergie. La société croit que la demande n'est pas fondée et elle se défendra vigoureusement. La société n'a constitué aucune provision pour un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

La société et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur résolution n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

Dans le cadre de l'acquisition de Bruce Power, la société, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust ont garanti, solidairement et proportionnellement, certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement aux permis d'exploitation, au contrat de location, aux conventions de vente d'électricité et aux services contractuels. Au 31 décembre 2004, la quote-part de TCPL du risque net découlant de ces garanties était évaluée à environ 158 millions de dollars, sur un maximum de 293 millions de dollars. Les garanties échoient entre 2005 et 2018. La valeur comptable actuelle du passif lié à ces garanties est de néant et sa juste valeur est d'environ 9 millions de dollars.

TCPL a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement, sous certaines conditions, du capital et de l'intérêt sur des titres de créance de 161 millions de dollars US de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) émis auprès du public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de l'accord, la société et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires faisaient défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par TCPL aux termes de cet accord est converti en capital-actions de TransGas. Le risque éventuel dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TCPL. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

Dans le cadre de l'acquisition de GTN, une tranche de 241 millions de dollars US du prix d'achat a été déposée dans un compte de mise en main tierce. Les fonds entiers représentent la valeur nominale totale de l'obligation éventuelle conformément à certaines garanties de GTN et serviront à régler l'obligation de GTN aux termes des garanties désignées.

NOTE 22 ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le conseil d'administration a approuvé au cours d'exercices antérieurs des plans visant la cession de l'entreprise d'activités internationales de la société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada, de son entreprise de commercialisation du gaz et de certaines autres entreprises. Les produits d'exploitation découlant des activités abandonnées ont été de néant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (2 millions de dollars en 2003; 36 millions de dollars en 2002). Déduction faite des impôts sur les bénéfices de 27 millions de dollars (50 millions de dollars en 2003, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 29 millions de dollars; néant en 2002), le bénéfice net découlant des activités abandonnées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 a été de 52 millions de dollars. Le bénéfice net découlant des activités abandonnées constaté en 2003 et 2004 représente le gain reporté initial de 102 millions de dollars après impôts à la cession de certaines activités de l'entreprise de commercialisation du gaz. Les créateurs au 31 décembre 2004 comprenaient le reste de la provision pour pertes liées aux activités abandonnées, soit 55 millions de dollars.

NOTE 23 PCGR des États-Unis (après retraitement¹³)

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés conformément aux PCGR du Canada, qui, à certains égards, diffèrent des PCGR des États-Unis. L'incidence de ces différences sur les états financiers de la société s'établit comme suit :

États abrégés consolidés des résultats et résultat étendu selon les PCGR des États-Unis¹⁾

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Après retraitement 2004	Après retraitement 2003	Après retraitement 2002
Produits	4 700	4 919	4 565
Coût des marchandises vendues	440	592	441
Autres coûts et charges	1 638	1 663	1 532
Amortissement	857	819	729
	2 935	3 074	2 702
Bénéfice d'exploitation	1 765	1 845	1 863
Autres (produits) charges			
Bénéfice de participation ¹⁾	(353)	(334)	(260)
Autres charges ^{2) 12) 13)}	806	851	860
Gain de dilution ¹²⁾	(40)	-	-
Impôts sur les bénéfices	490	515	499
	903	1 032	1 099
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	862	813	764
Bénéfice net découlant des activités abandonnées selon les PCGR des États-Unis	52	50	-
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application des modifications comptables selon les PCGR des États-Unis	914	863	764
Incidence cumulative de l'application de modifications comptables, déduction faite des impôts ³⁾	-	(13)	-
Bénéfice net selon les PCGR des États-Unis	914	850	764
Ajustements influant sur le résultat étendu selon les PCGR des États-Unis			
Écart de conversion, déduction faite des impôts	(31)	(54)	1
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts ⁴⁾	72	(2)	(40)
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les instruments dérivés, déduction faite des impôts ⁵⁾	1	8	(4)
Résultat étendu selon les PCGR des États-Unis	956	802	721

Rapprochement du bénéfice découlant des activités poursuivies

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Après retraitement 2004	Après retraitement 2003	Après retraitement 2002
Bénéfice net découlant des activités poursuivies selon les PCGR du Canada	1 031	859	805
Ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis			
Titres privilégiés d'une filiale ⁶⁾	(48)	(57)	(58)
Incidence fiscale des charges liées aux titres privilégiés	17	21	22
(Perte) gain non matérialisé(e) sur les instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt ⁵⁾	(12)	(9)	30
Incidence fiscale (de la perte) du gain sur les instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt	4	3	(12)
Gain (perte) non matérialisé(e) sur les contrats de commercialisation de produits énergétiques ³⁾	10	28	(21)
Incidence fiscale du gain (de la perte) non matérialisé(e) sur les contrats de commercialisation de produits énergétiques	(3)	(10)	8
Perte découlant de participations ⁷⁾	(2)	(18)	-
Incidence fiscale de la perte découlant de participations	-	6	-
Amortissement des gains reportés liés à S.E.C. Électricité ^{12) 13)}	(3)	(10)	(10)
Gains reportés liés à S.E.C. Électricité ^{12) 13)}	(132)	-	-
Bénéfice découlant des activités poursuivies selon les PCGR des États-Unis	862	813	764

États abrégés consolidés des flux de trésorerie selon les PCGR des États-Unis

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 527	1 619	1 610
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	44	108	40
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	1 571	1 727	1 650
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités abandonnées	(6)	(17)	59
	1 565	1 710	1 709
Activités d'investissement			
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 304)	(943)	(796)
Activités de financement			
Sorties nettes liées aux activités de financement	(333)	(582)	(990)
Incidence de la variation des taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(87)	(52)	(3)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(159)	133	(80)
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	282	149	229
Encaisse et placements à court terme À la fin de l'exercice	123	282	149

Bilans abrégés selon les PCGR des États-Unis¹⁾

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	Après retraitement 2003
Actif à court terme	907	1 017
Placements à long terme ^{7) 8)}	1 887	1 760
Immobilisations corporelles	17 083	15 753
Actif réglementaire ⁹⁾	2 606	2 721
Autres éléments d'actif	1 235	1 385
	23 718	22 636
Passif à court terme ¹⁰⁾	2 653	2 179
Montants reportés ^{3) 5) 8) 12) 13)}	803	692
Dette à long terme ⁵⁾	9 753	9 494
Impôts sur les bénéfices reportés ⁹⁾	3 048	3 039
Titres privilégiés ¹¹⁾	554	694
Part des actionnaires sans contrôle	76	82
Capitaux propres ^{12) 13)}	6 831	6 456
	23 718	22 636

État des autres composantes du résultat étendu selon les PCGR des États-Unis

<i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion cumulatif	Passif minimal au titre des régimes de retraite (SFAS No. 87)	Opérations de couverture des flux de trésorerie (SFAS No. 133)	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2002	13	(56)	(9)	(52)
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts de 22 \$ ⁴⁾	-	(40)	-	(40)
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite des impôts de (1)\$ ⁵⁾	-	-	(4)	(4)
Écart de conversion, déduction faite des impôts de néant	1	-	-	1
Solde au 31 décembre 2002	14	(96)	(13)	(95)
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts de 1 \$ ⁴⁾	-	(2)	-	(2)
Gain non matérialisé sur instruments dérivés, déduction faite des impôts de néant ⁵⁾	-	-	8	8
Écart de conversion, déduction faite des impôts de (64)\$	(54)	-	-	(54)
Solde au 31 décembre 2003	(40)	(98)	(5)	(143)
Variation du passif minimal des régimes de retraite, déduction faite des impôts de (39) \$ ⁴⁾	-	72	-	72
Gain non matérialisé sur instruments dérivés, déduction faite des impôts de (3)\$ ⁵⁾	-	-	1	1
Écart de conversion, déduction faite des impôts de (44)\$	(31)	-	-	(31)
Solde au 31 décembre 2004	(71)	(26)	(4)	(101)

- 1) Selon les PCGR des États-Unis, les états abrégés consolidés des résultats et les bilans abrégés consolidés sont dressés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, dans le cas des participations dans les coentreprises. À l'exclusion de l'incidence des autres ajustements pour tenir compte des PCGR des États-Unis, la comptabilisation de ces participations selon la méthode de la consolidation proportionnelle, conformément aux exigences des PCGR du Canada, aboutit aux mêmes montants en ce qui concerne le bénéfice net et les capitaux propres.

- 2) Les autres charges comprennent une provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 3 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (2 millions de dollars en 2003; 4 millions de dollars en 2002).
- 3) Postérieurement au 1^{er} octobre 2003, les contrats de produits énergétiques ont été comptabilisés en tant qu'éléments de couverture conformément aux dispositions du *Statement of Financial Accounting Standards* (SFAS) No. 133. Presque tous les contrats de produits énergétiques sont désormais comptabilisés en tant qu'éléments de couverture conformément aux PCGR des États-Unis et aux PCGR du Canada. Tous les gains ou pertes sur les contrats qui n'étaient pas admissibles en tant qu'éléments de couverture conformément au SFAS No. 133 et les montants attribuables à tout manque d'efficacité des contrats de couverture sont compris dans les résultats de chaque exercice. Presque tous les montants comptabilisés en 2004 et en 2003 en tant que différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada ont trait aux gains et pertes sur les contrats pour les périodes précédant leur documentation en tant qu'instruments de couverture aux fins des PCGR des États-Unis et aux différences comptables en ce qui a trait aux contrats de commerce d'énergie en soi aux États-Unis et au Canada.
- 4) En vertu des PCGR des États-Unis, une perte nette, constatée à titre de passif supplémentaire de retraite conformément au SFAS No. 87, *Employers' Accounting for Pensions*, et non encore constatée en tant que charge de retraite nette de l'exercice, doit être comptabilisée à titre de composante du résultat étendu. Le montant net constaté au 31 décembre s'établit comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003
Coût des prestations payées d'avance	206	201
Créditeurs	(42)	(58)
Actifs incorporels	(1)	(41)
Autres composantes du résultat étendu accumulé	(40)	(151)
Montant net constaté	123	(49)

L'obligation accumulée au titre des prestations relativement aux régimes PD de la société était de 943 millions de dollars au 31 décembre 2004 (819 millions de dollars en 2003).

- 5) Depuis le 1^{er} janvier 2004, tous les instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt sont constatés dans les états financiers consolidés de la société à leur juste valeur selon les PCGR du Canada. Conformément aux dispositions du SFAS No. 133, *Accounting for Derivatives and Hedging Activities*, tous les instruments dérivés sont constatés en tant qu'éléments d'actif et éléments de passif au bilan et évalués à leur juste valeur. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de la juste valeur, la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats avec une variation d'un montant égal ou inférieur dans la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant que couvertures des flux de trésorerie, la variation de la juste valeur de l'instrument dérivé qui compense efficacement le risque couvert est constatée dans les autres composantes du résultat étendu jusqu'à ce que l'élément couvert soit constaté dans les résultats. Toute tranche inefficace de la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats de chaque exercice visé. Presque tous les montants comptabilisés en 2004 en tant que différences entre les PCGR des États-Unis et les PCGR du Canada, quant au bénéfice découlant des activités poursuivies, ont trait aux différences de traitement comptable de l'élément couvert et, quant au résultat étendu, ont trait aux opérations de couverture des flux de trésorerie.

En 2004, aux termes des dispositions du SFAS 133, des gains nets de 10 millions de dollars (47 millions de dollars en 2003; 38 millions de dollars en 2002) découlant des opérations de couverture de la juste valeur de la dette à long terme et des pertes nettes de 18 millions de dollars (53 millions de dollars en 2003; 20 millions de dollars en 2002) de la juste valeur des éléments couverts ont été inclus dans les résultats, aux fins des PCGR des États-Unis, en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs et des pertes de change. Aucun montant au titre des gains ou pertes sur instruments dérivés n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des opérations de couverture dans les relations de couverture de la juste valeur.

En 2004, 2003 et 2002, aucun montant n'a été inclus dans les résultats au titre de l'inefficacité des opérations de couverture des flux de trésorerie. Des montants inclus dans les autres composantes du résultat étendu au 31 décembre 2004, 2 millions de dollars (9 millions de dollars en 2003; (5) millions de dollars en 2002) se rapportent aux opérations de couverture du risque de taux d'intérêt, (3) millions de dollars (5 millions de dollars en 2003; 1 million de dollars en 2002) se rapportent aux opérations de couverture du risque de change et 2 millions de dollars ((6) millions de dollars en 2003; néant en 2002) se rapportent aux opérations de couverture du risque lié aux prix de l'énergie. De ces montants, 2 millions de dollars devraient être constatés dans les résultats en 2005.

Au 31 décembre 2004, des actifs de (29) millions de dollars (91 millions de dollars en 2003) et des passifs de (27) millions de dollars (93 millions de dollars en 2003) ont été (réduits) ajoutés aux fins des PCGR des États-Unis, pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés et de la variation correspondante de la juste valeur des éléments couverts.

- 6) Selon les PCGR des États-Unis, les charges financières liées aux titres privilégiés sont constatées en tant que charge plutôt qu'en tant que dividendes.
- 7) Selon les PCGR du Canada, les coûts préalables à la mise en exploitation engagés durant la phase de mise en service d'un nouveau projet sont reportés jusqu'à ce que la production commerciale soit atteinte. Ils sont par la suite amortis sur la durée estimative du projet. Selon les PCGR des États-Unis, ces coûts sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Certains coûts de démarrage engagés

par Bruce Power, L.P. (placement comptabilisé à la valeur de consolidation) doivent être passés en charges selon les PCGR des États-Unis.

Selon les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis, l'intérêt est capitalisé sur les dépenses au titre des travaux de construction relatifs à des projets d'aménagement qui sont activement préparés en vue de leur utilisation prévue. Pour Bruce Power, L.P., la valeur comptable des projets d'aménagement à l'égard desquels l'intérêt est capitalisé est inférieure selon les PCGR des États-Unis, car les coûts préalables à l'exploitation sont passés en charges.

- 8) À compter du 1^{er} janvier 2003, la société a adopté les dispositions de la Financial Interpretation (FIN) 45 qui requiert la constatation d'un passif pour la juste valeur de certaines garanties exigeant que des paiements soient faits advenant certains types d'événements futurs. Les normes d'évaluation de la FIN 45 s'appliquent aux garanties accordées après le 1^{er} janvier 2003. Aux fins des PCGR des États-Unis, la juste valeur des garanties inscrites à titre de passif s'établissait à 9 millions de dollars au 31 décembre 2004 (4 millions de dollars en 2003) et découle de la participation de la société dans Bruce Power.
- 9) Selon les PCGR des États-Unis, un passif d'impôts reportés doit être constaté dans le cas du coût des services des entreprises réglementées. Comme ces impôts reportés peuvent être recouverts à même les produits futurs, un actif réglementaire correspondant est inscrit aux fins des PCGR des États-Unis.
- 10) Le passif à court terme au 31 décembre 2004 comprend des dividendes à payer de 146 millions de dollars (136 millions de dollars en 2003) et des impôts exigibles de 260 millions de dollars (271 millions de dollars en 2003).
- 11) La juste valeur des titres privilégiés au 31 décembre 2004 était de 572 millions de dollars (612 millions de dollars en 2003). Au titre des charges sur les titres privilégiés, la société a effectué des paiements de 48 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (57 millions de dollars en 2003; 58 millions de dollars en 2002).
- 12) La société constate sa participation dans S.E.C. Électricité selon la méthode de la consolidation proportionnelle selon les PCGR du Canada et en tant que placement comptabilisé à la valeur de consolidation selon les PCGR des États-Unis. Durant la période allant de 1997 à avril 2004, la société avait l'obligation de financer le rachat des parts de S.E.C. Électricité en 2017. Par conséquent, selon les PCGR du Canada, TCPL comptabilisait l'émission de parts par S.E.C. Électricité à des tiers en tant que vente de source de revenus nets futurs, et les gains en résultant étaient reportés et amortis par imputation aux résultats sur la période allant jusqu'à 2017. L'obligation de rachat a été supprimée en avril 2004, et les gains non amortis ont été constatés dans les résultats. Aux termes des PCGR des États-Unis, de tels gains réalisés durant la période allant de 1997 à avril 2004 sont caractérisés en tant que gains de dilution et, puisque la société avait pris l'engagement de financer le rachat des parts, les gains sont constatés, après impôts, en tant qu'opérations portant sur les capitaux propres sous les capitaux propres.

La convention comptable de la société en ce qui concerne les gains de dilution consiste à constater ces gains dans les résultats selon les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis. Cependant, les PCGR des États-Unis exigent que de tels gains soient constatés directement sous les capitaux propres si le rachat des parts est prévu. Compte tenu de la suppression de l'obligation de rachat en avril 2004, l'émission subséquente de parts par S.E.C. Électricité est comptabilisée en tant que gains de dilution dans les résultats en vertu des PCGR du Canada et des PCGR des États-Unis (voir la note 8).

13) Correction d'une erreur :

Durant la période allant de 1997 à 2001, la société a constaté certaines opérations ayant trait à S.E.C. Électricité en tant que vente d'une source de revenus selon les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis. La société a désormais conclu que selon les PCGR des États-Unis, il lui aurait fallu comptabiliser ces opérations en tant que gains de dilution (voir la note 12 plus avant). Cette correction a été apportée de façon rétroactive. L'incidence sur les montants antérieurement présentés, selon les PCGR des États-Unis, s'établit comme suit :

<u>31 décembre (en millions de dollars)</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Diminution de ce qui suit :			
Bénéfice découlant des activités poursuivies	135	10	10
Bénéfice net	135	10	10

Selon les PCGR des États-Unis, la correction n'a eu aucune incidence sur les capitaux propres accumulés au 31 décembre 2004 et l'incidence au 31 décembre 2003 était une augmentation de 135 millions de dollars.

Impôts sur les bénéfices

Les incidences fiscales des écarts entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des éléments d'actif et de passif s'établissent comme suit :

<u>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Passif d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et l'assiette fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	1 741	1 813
Impôts sur les besoins futurs en produits d'exploitation	914	962
Placements dans des filiales et des sociétés en nom collectif	438	373
Autres	140	87
	3 233	3 235
Actif d'impôts reportés		
Perte d'exploitation et pertes en capital reportées prospectivement, montant net	7	28
Montants reportés	89	79
Autres	106	113
	202	220
Moins : provision pour moins-value	17	24
	185	196
Passif d'impôts reportés, montant net	3 048	3 039

Autres

Depuis le 31 décembre 2003, la société se conforme aux dispositions de la FIN 46 (révisée), *Consolidation of Variable Interest Entities*, qui exige la consolidation de certaines entités contrôlées par l'entremise de participations financières indiquant l'existence d'un contrôle (appelées « droits variables »). L'adoption de ces dispositions n'a eu aucune incidence sur les états financiers de la société dressés selon les PCGR des États-Unis.

En mai 2003, le FASB a publié le SFAS No. 150, *Accounting for Certain Financial Instruments with Characteristics of both Liabilities and Equity*. Cet énoncé définit les normes que doit respecter un émetteur pour le classement et l'évaluation, dans le bilan, de certains instruments financiers ayant des caractéristiques associées tant aux éléments de passif qu'aux capitaux propres. Il exige qu'un instrument financier tombant dans son champ d'application soit classé par l'émetteur en tant qu'élément de passif (ou d'actif, dans certaines circonstances), puisque cet instrument financier représente une obligation de l'émetteur. Bon nombre de ces instruments étaient antérieurement classés dans les capitaux propres. L'adoption des dispositions du SFAS No. 150 n'a eu aucune incidence sur les états financiers de la société dressés selon les PCGR des États-Unis.

Sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme

Le sommaire des renseignements financiers sur les placements à long terme comprend les placements comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation selon les PCGR des États-Unis (y compris ceux qui sont comptabilisés selon la méthode de la consolidation proportionnelle selon les PCGR du Canada).

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	2002
Résultats			
Produits	1 149	1 063	798
Autres coûts et charges	(575)	(528)	(273)
Amortissement	(155)	(141)	(146)
Charges financières et autres	(66)	(60)	(119)
Quote-part du bénéfice découlant des placements à long terme, avant les impôts	353	334	260
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2004	2003	
Bilan			
Actif à court terme	361	385	
Immobilisations corporelles	3 020	2 944	
Passif à court terme	(248)	(204)	
Montants reportés (montant net)	(199)	(286)	
Dette sans recours	(1 030)	(1 060)	
Impôts sur les bénéfices reportés	(17)	(19)	
Quote-part de l'actif net lié aux placements à long terme	1 887	1 760	