

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 26 juillet 2007, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2006 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les autres documents d'information continue de la société, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2006 de TCPL.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où ces énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements que laissent entrevoir ces informations pourraient différer des résultats ou des événements réels. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, l'accès aux marchés des capitaux, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques, ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, ces informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les lecteurs ne devraient pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, qui sont fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TCPL n'a pas l'obligation de mettre à

jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit, notamment pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres faits, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, la société utilise les mesures « résultat comparable », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR. Ces mesures ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de la société, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le résultat comparable comprend le bénéfice net découlant des activités poursuivies rajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants mais ne sont pas typiquement représentatifs des activités de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, et la direction fait preuve de discernement pour déterminer les postes à exclure du calcul du résultat comparable. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et rajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice et des règlements reçus d'anciens clients dans le cadre de faillites. Le rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure utilisée par le secteur de l'énergie. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

Acquisitions

ANR et Great Lakes

Le 22 février 2007, TCPL a fait l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. L'acquisition a été financée au moyen du produit de l'émission d'actions ordinaires de la société, de l'encaisse et des fonds prélevés sur les facilités de crédit.

Great Lakes

Le 22 février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 945 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. L'acquisition a été financée au moyen de titres de créance et d'un placement privé de parts de PipeLines LP, y compris un investissement de 312 millions de dollars US de la part de TCPL.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Pipelines				
Résultat comparable	166	134	321	273
Postes spécifiques :				
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	13	-	13
Résultat net	166	147	321	304
Énergie				
Résultat comparable	90	74	196	174
Poste spécifique :				
Rajustements des impôts sur les bénéfices	4	23	4	23
Résultat net	94	97	200	197
Siège social				
(Charges comparables) résultat comparable	(18)	(10)	(31)	(23)
Poste spécifique :				
Rajustements des impôts sur les bénéfices	12	10	27	10
(Charges nettes) résultat net	(6)	-	(4)	(13)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies ⁽¹⁾	254	244	517	488
Activités abandonnées	-	-	-	28
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	254	244	517	516
(1) Résultat comparable	238	198	486	424
Postes spécifiques (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Rajustements d'impôts sur les bénéfices	16	33	31	33
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	13	-	13
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	254	244	517	488

Pour le deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (résultat net) de TCPL se sont établis à 254 millions de dollars comparativement à 244 millions de dollars au deuxième trimestre de 2006. Le résultat net du deuxième trimestre a progressé de 10 millions de dollars entre 2006 et 2007, principalement en raison du bénéfice tiré de l'acquisition d'ANR en février 2007, du bénéfice supérieur constaté par suite du règlement quinquennal au sujet du réseau principal au Canada approuvé par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en mai 2007 et de la mise en service de la centrale de cogénération de Bécancour en septembre 2006. En outre, les rajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 16 millions de dollars à la suite des modifications à la législation fiscale canadienne ont influé favorablement sur le bénéfice net et sur le résultat net du deuxième trimestre de 2007. Ces hausses ont été en partie annulées par des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars découlant de la réduction des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés et d'un gain de 13 millions de dollars (23 millions de dollars avant les impôts) découlant de la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. ayant été constatés au deuxième trimestre de 2006.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2007 s'est chiffré à 238 millions de dollars, alors qu'il avait été de 198 millions de dollars pour la même période en 2006. Il ne tient pas compte des rajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 16 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2007. Au deuxième trimestre de 2006, le résultat comparable excluait des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars découlant de la réduction des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés et un gain de 13 millions de dollars (23 millions de dollars avant les impôts) réalisé à la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P.

Pour le premier semestre de 2007, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires a atteint 517 millions de dollars, comparativement à 516 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2007 s'est élevé à 517 millions de dollars, alors qu'il avait été de 488 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. La hausse du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net s'explique par les facteurs énoncés ci-dessus ainsi que par le rajustement positif de 15 millions de dollars au titre des impôts sur les bénéfices constaté au premier trimestre de 2007, qui tenait compte du règlement de certaines questions fiscales et d'une restructuration interne. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2006 comprenaient un règlement de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) conclu dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de ses filiales (Mirant). Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL pour le semestre terminé le 30 juin 2006 comprenait également le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 28 millions de dollars, qui tenait compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant et reçus au cours du premier trimestre de 2006 relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001.

Le résultat comparable du premier semestre de 2007 s'est élevé à 486 millions de dollars, alors qu'il avait été de 424 millions de dollars pour la même période en 2006. Le résultat comparable du semestre terminé le 30 juin 2007 ne tenait pas compte des rajustements positifs de 31 millions de dollars au titre des impôts sur les bénéfices inscrits au premier semestre de 2007. Au premier semestre de 2006, le résultat comparable excluait les économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars, le règlement de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) conclu dans le cadre de

la faillite de Mirant et le gain de 13 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation ont totalisé 591 millions de dollars et 1,2 milliard de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007. Il s'agit d'une hausse de respectivement 52 millions de dollars et 115 millions de dollars comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2006.

Pipelines

Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est établi à 166 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, alors qu'il avait été de 147 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Exclusion faite du gain de 13 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. au deuxième trimestre de 2006, le résultat comparable s'est accru de 32 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2006 et celui de 2007.

À 321 millions de dollars, le résultat net du semestre terminé le 30 juin 2007 se compare au chiffre de 304 millions de dollars inscrit pour le semestre correspondant de 2006. À l'exclusion du gain à la vente de la participation de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. et du règlement de 18 millions de dollars de Mirant au premier trimestre 2006, le résultat comparable a progressé de 48 millions de dollars.

Aperçu des résultats – Pipelines

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	75	61	132	120
Réseau de l'Alberta	34	34	65	67
ANR ⁽¹⁾	29	-	50	-
GTN	5	13	16	27
Foothills ⁽²⁾	8	7	14	14
	151	115	277	228
Autres pipelines				
Great Lakes ⁽³⁾	11	11	25	23
Iroquois	3	3	8	7
Portland	1	(2)	6	4
PipeLines LP ⁽⁴⁾	4	3	6	4
Ventures LP	3	3	6	6
TQM	1	1	3	3
TransGas	5	2	8	5
Gas Pacifico/INNERGY	-	3	2	4
Tamazunchale	2	-	5	-
Mise en valeur des régions nordiques	(1)	(1)	(2)	(2)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(14)	(4)	(23)	(9)
	15	19	44	45
Résultat comparable	166	134	321	273
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	-	-	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	-	13	-	13
Résultat net	166	147	321	304

(1) ANR comprend les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.

(2) Foothills reflète l'exploitation cumulée de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique depuis le 1^{er} janvier 2007. L'exploitation de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique est intégrée depuis le 1^{er} avril 2007.

(3) Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,55 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

(4) Les résultats de PipeLines LP reflètent une participation réelle supplémentaire de TCPL de 15 % dans Great Lakes en raison de la participation de 32,1 % que détient TCPL dans PipeLines LP depuis le 22 février 2007.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau principal au Canada a progressé de 14 millions de dollars et de 12 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Ces hausses s'expliquent par l'incidence du règlement tarifaire quinquennal (le règlement) conclu avec les parties prenantes au sujet du réseau principal au Canada pour la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. L'ONÉ a approuvé, en mai 2007, le règlement qui prévoyait une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, pour le faire passer de 36 % à 40 %. Par suite du règlement, le résultat net du réseau principal au Canada pour le trimestre terminé le 30 juin 2007 est de 12 millions de dollars supérieurs à celui de la même période de l'exercice précédent compte tenu de l'accroissement du ratio de l'avoir des actionnaires ordinaires (6 millions de dollars relativement au premier trimestre de 2007). De plus, le résultat net du réseau principal au Canada a profité de l'incidence positive de certains accords incitatifs axés sur le rendement et de la compression des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, dont certains visaient les résultats du premier trimestre de 2007. Ces hausses ont été contrées en partie par l'incidence négative du recul du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,46 % en 2007 (8,88 % en 2006) et de la base tarifaire moyenne.

Entre le semestre terminé le 30 juin 2006 et celui terminé le 30 juin 2007, le résultat net du réseau principal au Canada a progressé de 12 millions de dollars en raison de l'augmentation du ratio de l'avoir des actionnaires ordinaires, de certains accords incitatifs axés sur le rendement et de la compression des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration aux termes du règlement, annulés en partie par la baisse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires en 2007 et de la base tarifaire moyenne.

À 34 millions de dollars pour le deuxième trimestre et 65 millions de dollars pour le premier semestre de 2007, le résultat net du réseau de l'Alberta se compare à 34 millions de dollars et 67 millions de dollars pour les périodes correspondantes respectives de 2006. Le résultat net en 2007 reflète un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,51 % en 2007 comparativement à un taux de 8,93 % en 2006, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

Le résultat net d'ANR s'est établi à 29 millions de dollars et 50 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, ce qui cadre avec les attentes de la société en général. TCPL a réalisé l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 et elle inclut son résultat net depuis cette date. Les produits d'ANR sont principalement tirés des services de transport interétatique, de stockage et de collecte de gaz naturel et des services connexes. Étant donné la nature saisonnière de l'entreprise, les volumes, les produits et le résultat net d'ANR sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, le résultat comparable de GTN a fléchi respectivement de 8 millions de dollars et de 11 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes de l'exercice précédent, puisque les produits d'exploitation ont affiché un recul en raison du fléchissement des volumes garantis sous contrat à long terme, de la hausse des coûts d'entretien et de l'augmentation de la provision constituée pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine Corporation (Calpine) qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite. Dans l'attente de la résolution de son dossier tarifaire courant, GTN constate ses produits de 2007 en fonction des taux de 2006. Par conséquent, GTN a constaté une provision pour un

remboursement tarifaire égal à la différence entre les produits de transport fondés sur les tarifs provisoires de GTN pour 2007 et les tarifs qui étaient en vigueur en 2006.

Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		ANR ^{(3) (4)}		Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽³⁾		Réseau de Foothills ⁽⁵⁾	
	2007	2006	2007	2006	2007	2007	2006	2007	2006	
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 359	7 454	4 254	4 305	s.o.	s.o.	s.o.	816	861	
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)										
Total	1 614	1 534	2 004	2 026	498	371	349	676	656	
Moyenne quotidienne	8,9	8,5	11,1	11,2	3,9	2,0	1,9	3,7	3,6	

- (1) Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 110 milliards de pieds cubes (1 170 milliards de pieds cubes en 2006), soit une moyenne quotidienne de 6,1 milliards de pieds cubes (6,5 milliards de pieds cubes en 2006).
- (2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 2 039 milliards de pieds cubes pour le semestre terminé le 30 juin 2007 (2 070 milliards de pieds cubes en 2006); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,3 milliards de pieds cubes (11,4 milliards de pieds cubes en 2006).
- (3) Les réseaux d'ANR et de Gas Transmission Northwest sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. Par conséquent, les résultats des réseaux pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.
- (4) Les résultats d'ANR comprennent les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.
- (5) Les résultats de Foothills reflètent les activités cumulées de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique depuis le 1^{er} janvier 2007. L'exploitation de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique est intégrée depuis le 1^{er} avril 2007.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, la quote-part revenant à TCPL du résultat comparable des autres pipelines s'est chiffrée à 15 millions de dollars, comparativement à 19 millions de dollars pour la même période en 2006. La baisse provient avant tout de l'accroissement des coûts d'aménagement de projets et de soutien attribuables à la croissance de l'entreprise de pipelines et du recul du résultat de Gas Pacifico/INNERGY au deuxième trimestre de 2007. Ces baisses ont été en partie annulées par le résultat du pipeline Tamazunchale, qui est entré en exploitation en décembre 2006, et par la hausse du résultat de Portland et de TransGas.

La quote-part revenant à TCPL du résultat comparable des autres pipelines pour le semestre terminé le 30 juin 2007 s'est élevée à 44 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 45 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Ce recul de 1 million de dollars s'explique avant tout par la hausse des coûts d'aménagement de projets et de soutien dans le contexte de la croissance de l'entreprise de pipelines, atténuée par le résultat du pipeline Tamazunchale en 2007 et la progression du résultat de TransGas, de Great Lakes, de Portland et de PipeLines LP au cours des six premiers mois de 2007.

Au juin 30 2007, TCPL avait consenti des avances de 131 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (GVM), et la société avait capitalisé un montant de 65 millions de dollars relativement à l'oléoduc Keystone. Ces montants ont été inclus dans les autres actifs.

TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à la réalisation du projet, en mettant l'accent sur le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal. Le calendrier de réalisation du projet est incertain, et il dépend de questions réglementaires et fiscales. La capacité de TCPL de recouvrer son placement dépend toujours de l'obtention de bons résultats pour le projet.

Énergie

À 94 millions de dollars, le résultat net de l'entreprise d'énergie au deuxième trimestre de 2007 est de 3 millions de dollars inférieur aux 97 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2006. Exclusion faite des rajustements d'impôts sur les bénéfices de 4 millions de dollars et de 23 millions de dollars constatés respectivement aux deuxièmes trimestres de 2007 et de 2006, le résultat comparable, à 90 millions de dollars, a progressé de 16 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est chiffré à 200 millions de dollars, soit 3 millions de dollars de plus que les 197 millions de dollars obtenus pour la même période en 2006. Exclusion faite des rajustements d'impôts sur les bénéfices en 2007 et en 2006, le résultat comparable du semestre terminé le 30 juin 2007 a progressé de 22 millions de dollars.

Aperçu des résultats – Énergie

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power	31	41	60	104
Installations énergétiques de l'Ouest	57	46	130	104
Installations énergétiques de l'Est	70	43	137	92
Stockage de gaz naturel	20	17	50	39
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(39)	(35)	(75)	(65)
Bénéfice d'exploitation	139	112	302	274
Charges financières	(6)	(5)	(10)	(12)
Intérêts créditeurs et autres produits	3	1	6	3
Impôts sur les bénéfices	(46)	(34)	(102)	(91)
Résultat comparable	90	74	196	174
Rajustements d'impôts sur les bénéfices	4	23	4	23
Résultat net	94	97	200	197

*Bruce Power***Aperçu des résultats de Bruce Power** ⁽¹⁾
(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power (base de 100 %)				
(en millions de dollars)				
Produits				
Électricité	450	439	910	918
Autres ⁽²⁾	30	11	50	28
	480	450	960	946
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien	(259)	(226)	(554)	(446)
Combustible	(28)	(22)	(53)	(42)
Loyer supplémentaire	(42)	(42)	(85)	(85)
Amortissement	(36)	(34)	(72)	(65)
	(365)	(324)	(764)	(638)
Bénéfice d'exploitation	115	126	196	308
Quote-part de TCPL	37	39	68	101
Rajustements	(6)	2	(8)	3
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TCPL	31	41	60	104
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible de la centrale				
Bruce A	74 %	63 %	82 %	71 %
Bruce B	91 %	94 %	84 %	95 %
Capacité cumulée de Bruce Power	85 %	84 %	83 %	87 %
Volumes des ventes (en GWh) ⁽³⁾				
Bruce A – 100 %	2 410	2 070	5 320	4 590
Bruce B – 100 %	6 370	6 630	11 800	13 250
Capacité cumulée de Bruce Power – 100 %	8 780	8 700	17 120	17 840
Quote-part de TCPL	3 191	3 094	6 320	6 400
Résultats par MWh ⁽⁴⁾				
Produits de Bruce A	60 \$	59 \$	59 \$	58 \$
Produits de Bruce B	48 \$	48 \$	51 \$	49 \$
Produits cumulés de Bruce Power	51 \$	51 \$	53 \$	51 \$
Combustible cumulé de Bruce Power	3 \$	2 \$	3 \$	2 \$
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽⁵⁾	41 \$	37 \$	44 \$	35 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	47 %	39 %	41 %	38 %

(1) Toutes les données figurant dans le tableau tiennent compte des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(2) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 8 millions de dollars et de 17 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007 (5 millions de dollars et 11 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006). Les autres produits comprennent en outre les variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie qui n'ont pas été désignées pour la comptabilité de couverture.

(3) En gigawatts-heure.

(4) En mégawatts-heure.

(5) Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible.

À 31 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation découlant de la participation de TCPL dans Bruce Power a reculé de 10 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2006 et celui de 2007, et ce, principalement en raison des coûts supérieurs des avantages sociaux postérieurs à l'emploi et des autres coûts liés au personnel ainsi que de la hausse des coûts attribuables aux modifications de la durée et de l'ampleur des arrêts d'exploitation pour entretien préventif. L'accroissement des produits découlant des volumes de production supérieurs a en partie contré ces incidences.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power durant le deuxième trimestre de 2007 a augmenté de 97 GWh pour totaliser 3 191 GWh, alors qu'elle avait été de 3 094 GWh au deuxième trimestre de 2006. Cette hausse s'explique par le moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif au cours du deuxième trimestre de 2007. Les prix réalisés par Bruce Power au cours des deuxièmes trimestres de 2007 et de 2006 (exclusion faite des autres produits) ont été de 51 \$ le MWh. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements de coûts de combustible) de Bruce Power sont passées de 37 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2006 à 41 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007 en raison de la hausse des coûts liés au personnel et aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif, tel qu'il est commenté ci-dessus.

Pour les six réacteurs en exploitation durant le deuxième trimestre de 2007, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 44 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été d'environ 24 jours-réacteur. Pendant la même période en 2006, il y avait eu pour Bruce Power environ 50 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 24 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Au deuxième trimestre de 2007, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 85 %, comparativement à une capacité disponible moyenne cumulée de 84 % au deuxième trimestre de 2006.

Le bénéfice d'exploitation de TCPL tiré de son placement dans Bruce Power pour le semestre terminé le 30 juin 2007 s'est chiffré à 60 millions de dollars, alors qu'il avait été de 104 millions de dollars pour la même période en 2006. Ce recul de 44 millions de dollars est surtout attribuable aux coûts supérieurs et à la baisse des volumes des ventes du fait des arrêts d'exploitation pour entretien préventif plus nombreux ainsi que des coûts supérieurs des avantages postérieurs à l'emploi et des autres coûts liés au personnel. Ces baisses ont été en partie annulées par l'incidence des prix réalisés supérieurs.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2007 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à plus de 75 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Deux arrêts d'exploitation pour entretien préventif étaient prévus pour le troisième réacteur de Bruce A en 2007. Le premier arrêt de un mois s'est terminé pendant le deuxième trimestre de 2007, et le second, qui devrait commencer vers la fin du troisième trimestre de 2007, devrait durer environ un mois et demi. Un arrêt d'exploitation d'un mois pour entretien préventif du quatrième réacteur de Bruce A et un arrêt d'exploitation pour entretien préventif de deux mois et demi pour le sixième réacteur de Bruce B se sont terminés en avril 2007. Un autre arrêt d'exploitation du quatrième réacteur de Bruce A devrait avoir lieu au début du quatrième trimestre de 2007 et durer environ un mois.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le résultat net des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), toute la production de Bruce A du deuxième trimestre de 2007 a été vendue au prix fixe de 59,69 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix

de 58,63 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2006. En outre, les ventes de la production du cinquième au huitième réacteurs de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 46,82 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2007 et de 45,99 \$ le MWh au deuxième trimestre ce 2006. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont rajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Au premier trimestre de 2007, le prix fixe pour la production de Bruce A était de 58,63 \$ le MWh (57,37 \$ le MWh en 2006) et le prix plancher pour la production de Bruce B était de 45,99 \$ le MWh (45,00 \$ le MWh en 2006). Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher de Bruce B font l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le résultat net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher. Pour réduire davantage le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 4 200 GWh de la production pour le reste de 2007 et 6 500 GWh de la production de 2008.

Le coût en capital du projet d'une durée de sept ans pour les travaux de redémarrage et de remise à neuf des quatre réacteurs de Bruce A devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TCPL sera d'environ 2,125 milliards de dollars. Au 30 juin 2007, Bruce A avait engagé des coûts en capital de 1,63 milliard de dollars dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf.

Installations énergétiques de l'Ouest

Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Électricité	221	221	507	496
Autres ⁽¹⁾	21	38	49	102
	242	259	556	598
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(135)	(150)	(314)	(340)
Autres ⁽¹⁾	(12)	(28)	(35)	(76)
	(147)	(178)	(349)	(416)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(34)	(30)	(68)	(68)
Amortissement	(4)	(5)	(9)	(10)
	57	46	130	104

⁽¹⁾ Comprend Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Ouest

(non vérifié)

(en GWh)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminées les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Offre				
Électricité produite	531	438	1 123	1 023
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 877	2 846	6 130	6 237
Autres achats	416	519	865	1 005
	3 824	3 803	8 118	8 265
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 017	2 811	6 509	5 975
Électricité vendue au comptant	807	992	1 609	2 290
	3 824	3 803	8 118	8 265

Au deuxième trimestre de 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 57 millions de dollars, soit 11 millions de dollars de plus que les 46 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2006. Cette hausse provient surtout des marges supérieures sur les conventions d'achat d'électricité (CAE) en Alberta à la lumière de la légère hausse des prix de l'électricité réalisés cumulée à l'accroissement des volumes et au recul des coûts liés aux CAE. Entre le deuxième trimestre de 2006 et celui de 2007, les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont régressé de 7 % pour s'établir à 50 \$ le MWh. Pendant le deuxième trimestre de 2007, les installations énergétiques de l'Ouest ont réduit leur exposition aux prix inférieurs sur le marché au comptant en concluant des contrats pour des volumes supplémentaires, ce qui a réduit par le fait même les volumes vendus sur le marché au comptant. De plus, les nouveaux contrats conclus à des prix supérieurs ont contribué au relèvement des prix réalisés dans leur ensemble au deuxième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006.

À 531 GWh, les volumes produits au deuxième trimestre de 2007 sont de 93 GWh supérieurs à ceux du deuxième trimestre de 2006, en raison surtout de la remise en service de la centrale de Bear Creek au troisième trimestre de 2006 et de l'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à la centrale de MacKay River au deuxième trimestre de 2006.

Les ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest sont gérées en fonction des portefeuilles. Une partie des approvisionnements est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnements ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de la capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 21 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au deuxième trimestre de 2007, comparativement à 26 % pour la période correspondante de 2006. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest ont conclu, en date du 30 juin 2007, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 5 300 GWh d'électricité pour le reste de 2007 et de 7 400 GWh d'électricité en 2008.

Entre le semestre terminé le 30 juin 2006 et celui terminé le 30 juin 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 26 millions de dollars pour atteindre 130 millions de dollars. Cette hausse provient avant tout des prix réalisés supérieurs pour l'électricité et des coûts moins élevés liés aux CAE.

*Installations énergétiques de l'Est***Aperçu des résultats – Installations énergétiques de l'Est** ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits				
Électricité	389	174	743	335
Autres ⁽²⁾	64	58	147	175
	453	232	890	510
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(183)	(89)	(360)	(190)
Autres ⁽²⁾	(67)	(53)	(125)	(149)
	(250)	(142)	(485)	(339)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(120)	(40)	(244)	(65)
Amortissement	(13)	(7)	(24)	(14)
Bénéfice d'exploitation	70	43	137	92

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

(2) Les produits divers comprennent le gaz naturel.

Volumes des ventes – Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Offre				
Production	2 028	949	4 051	1 654
Achats	1 562	667	3 088	1 397
	3 590	1 616	7 139	3 051
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 437	1 503	6 794	2 886
Électricité vendue au comptant	153	113	345	165
	3 590	1 616	7 139	3 051

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 70 millions de dollars et de 137 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007. Il s'agit d'une augmentation de respectivement 27 millions de dollars et de 45 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Ces hausses proviennent avant tout du bénéfice supplémentaire généré en 2007 par la mise en exploitation, en septembre 2006, de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour, par les paiements reçus aux termes du marché de capacité à terme nouvellement conçu en Nouvelle-Angleterre et par les marges obtenues sur les volumes supplémentaires vendus à de nouveaux clients.

À 2 028 GWh, les volumes produits au deuxième trimestre de 2007 affichent une progression de 1 079 GWh comparativement aux 949 GWh produits au deuxième trimestre de 2006 en raison de la mise en service des installations de Baie-des-Sables.

À 389 millions de dollars, les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est ont augmenté de 215 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006. Cet accroissement s'explique essentiellement par la mise en service de la centrale de Bécancour et par la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels. Les achats

de produits de base revendus, soit 183 millions de dollars et les volumes d'électricité achetés, soit 1 562 GWh, ont été de beaucoup supérieurs au deuxième trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006, principalement du fait des achats supérieurs pour répondre à l'augmentation des volumes des ventes. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 120 millions de dollars au deuxième trimestre de 2007, montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique avant tout par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour.

Environ 4 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant pendant le deuxième trimestre de 2007, comparativement à environ 7 % au deuxième trimestre de 2006. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant les approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au juin 30 2007, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 7 200 GWh d'électricité pour le reste de 2007 et pour 11 000 GWh en 2008. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

(non vérifié)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bruce Power	85 %	84 %	83 %	87 %
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	89 %	74 %	94 %	82 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾	93 %	98 %	96 %	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	91 %	93 %	95 %	93 %
Toutes les centrales	89 %	85 %	90 %	88 %

(1) La capacité disponible d'une centrale représente le pourcentage du temps, dans la période, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, duquel les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif sont soustraits.

(2) La capacité disponible des installations énergétiques de l'Ouest pour le trimestre terminé le 30 juin 2006, soit 74 %, reflète les arrêts d'exploitation pour entretien préventif aux centrales de cogénération de MacKay River, de Bear Creek et de Carseland.

(3) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 3 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2006 et celui de 2007 pour passer de 17 millions de dollars à 20 millions de dollars. Pour le semestre terminé le 30 juin 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel a atteint 50 millions de dollars, soit une hausse de 11 millions de dollars comparativement aux 39 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2006. Ces augmentations s'expliquent surtout par le bénéfice supplémentaire tiré en 2007 de la mise en exploitation de la centrale d'Edson en décembre 2006.

TCPL gère son exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'achats et de ventes de gaz naturel exclusif. Le résultat découlant des contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers est constaté de façon uniforme sur la durée du contrat. Le résultat découlant des ventes de gaz naturel exclusif, déduction faite des gains ou des pertes non

réalisés attribuables aux variations de la juste valeur, est constaté au moment où le gaz naturel est vendu, ce qui a habituellement lieu pendant l'hiver, saison de retrait.

Le 1^{er} avril 2007, TCPL a adopté une convention comptable qui prévoit la constatation des stocks de gaz naturel exclusifs à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Les variations de la juste valeur des stocks sont incluses dans les produits.

Les opérations exclusives adossées comprennent l'achat à terme, à un prix inférieur, de gaz naturel qui sera mis en stockage et la vente à terme simultanée, à un prix supérieur, de gaz naturel qui sera extrait à une date ultérieure. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel. Ces contrats de vente à terme, qui répondent à la définition d'instrument dérivé, fournissent des couvertures économiques très efficaces. Ils ne respectent cependant pas les critères de la comptabilité de couverture puisque la société participe activement à la gestion de ces opérations d'achat et de vente. Par conséquent, les contrats d'achat et de vente à terme sont constatés à leur juste valeur en fonction des prix du marché à terme pour le mois de livraison stipulé dans les contrats. La variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente est incluse dans les produits.

Selon les fluctuations normales des prix sur le marché, la constatation des stocks de gaz naturel à leur juste valeur devrait donner lieu à des incidences qui atténueront en partie, mais non totalement, les variations de la juste valeur des contrats à terme. En raison des marges garanties sur ces opérations exclusives adossées, les variations nettes de la juste valeur constatées dans les résultats à la fin des périodes visées pourraient ne pas refléter les résultats d'exploitation de l'entreprise sous-jacente. La variation nette des justes valeurs des stocks de gaz naturel exclusifs et des contrats de vente à terme compris dans les résultats du deuxième trimestre de 2007 n'était pas importante.

Frais généraux et frais d'administration et de soutien

À 39 millions de dollars et 75 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, les frais généraux et les frais d'administration et de soutien ont progressé respectivement de 4 millions de dollars et de 10 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2006. Ces hausses s'expliquent surtout par les coûts d'expansion des affaires accrus liés à la croissance de l'entreprise d'énergie.

Au 30 juin 2007, TCPL avait capitalisé 35 millions de dollars relativement au projet de gaz naturel liquéfié de Broadwater.

Siège social

Les charges nettes du secteur du siège social se sont établies à 6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, comparativement à néant pour la même période en 2006. La hausse des charges nettes s'explique principalement par l'augmentation des charges financières résultant du financement de l'acquisition d'ANR et de Great Lakes. Les gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et les rajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 12 millions de dollars découlant des modifications apportées à la législation fiscale canadienne ont atténué l'accroissement des charges nettes au deuxième trimestre de 2007. Au deuxième trimestre de 2006, la réduction des taux fédéral et provinciaux d'imposition des sociétés au

Canada s'est traduite par une incidence positive de 10 millions de dollars sur le résultat. Exclusion faite des rajustements d'impôts sur les bénéfices de respectivement 12 millions de dollars et de 10 millions de dollars sur les charges nettes du deuxième trimestre de 2007 et de 2006, les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées respectivement à 18 millions de dollars et à 10 millions de dollars.

Les charges nettes du secteur du siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2007 se sont chiffrées à 4 millions de dollars, comparativement à 13 millions de dollars pour la même période en 2006. La hausse de 9 millions de dollars du résultat du semestre terminé le 30 juin 2007 provient surtout des rajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 27 millions de dollars constatés au cours du premier semestre de 2007 ainsi que des gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Ces augmentations sont en partie contrées par la progression des charges financières en raison des récentes acquisitions d'ANR et de Great Lakes. Exclusion faite des rajustements d'impôts sur les bénéfices de 27 millions de dollars visant le résultat net du secteur du siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2007 et des rajustements d'impôts sur les bénéfices de 10 millions de dollars visant les charges nettes du secteur du siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2006, les charges comparables se sont établies respectivement à 31 millions de dollars et à 23 millions de dollars pour les semestres terminés les 30 juin 2007 et 2006.

Situation de trésorerie et sources de financement

Fonds provenant de l'exploitation

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	591	539	1 170	1 055
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	85	(92)	126	(93)
Rentrées nettes liées à l'exploitation	676	447	1 296	962

(1) Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation se sont accrues de 229 millions de dollars et de 334 millions de dollars respectivement au deuxième trimestre et au premier semestre de 2007, comparativement aux périodes correspondantes de 2006. Cette hausse découle principalement de l'accroissement des rentrées nettes liées à l'exploitation et du recul du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 591 millions de dollars et à 1,2 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, alors qu'ils avaient été de 539 millions de dollars et de 1,1 milliard de dollars pour les mêmes périodes en 2006. L'augmentation est essentiellement attribuable à un accroissement des liquidités générées par le résultat.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et son pouvoir de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeurent pratiquement inchangés depuis le 31 décembre 2006.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions du semestre terminé le 30 juin 2007 se sont chiffrées à 4,2 milliards de dollars (358 millions de dollars en 2006), montant qui tient compte de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix

d'environ de 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. Les acquisitions comprennent également la participation de 46,45 % que PipeLines LP a obtenue dans Great Lakes en contrepartie d'environ 945 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge. Ces acquisitions sont présentées plus en détail sous la rubrique « Acquisitions » du présent rapport de gestion.

Les acquisitions du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2006 s'étaient chiffrées à 358 millions de dollars et comprenaient l'achat d'une participation supplémentaire de commandité de 20 % dans Northern Border Pipeline Company par PipeLines LP.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, les dépenses en immobilisations ont totalisé 386 millions de dollars (327 millions de dollars en 2006) et 692 millions de dollars (630 millions de dollars en 2006). Elles se rapportent principalement à la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques et aux dépenses en immobilisations de l'entreprise de pipelines.

Pendant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006, la cession d'actifs a permis de générer 23 millions de dollars, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles. La cession en 2006 était liée à la vente de la participation de commandité de 17,5 % détenue par TCPL dans Northern Border Partners, L.P.

Activités de financement

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, TCPL a affecté respectivement 470 millions de dollars et 795 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme (208 millions de dollars et 348 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006), et la société a émis des titres de créance à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,2 milliard de dollars et de 2,5 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007 (372 millions de dollars et 1,3 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2006). Les billets à payer de TCPL ont diminué de 759 millions de dollars et de 257 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007, alors qu'ils avaient augmenté de 180 millions de dollars et diminué de 453 millions de dollars pour les périodes correspondantes respectives en 2006.

Le 5 juillet 2007, TCPL a racheté à leur valeur nominale tous les titres privilégiés 8,25 % d'un montant de 460 millions de dollars US en circulation et échéant en 2047.

Au deuxième trimestre de 2007, TCPL a émis 1,3 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada Corporation (TransCanada), pour un produit d'environ 52 millions de dollars.

En avril 2007, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US (billets) échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sur les billets sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres (TIOL) de trois mois, majoré de 221 points de base. Le taux d'intérêt effectif sur les billets s'établissait à 6,51 % au 30 juin 2007. TCPL peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une ou plusieurs périodes à concurrence de dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets. Dans de telles circonstances, la société ne serait pas autorisée à verser des

dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets sont rachetables au gré de TCPL en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat. En présence de certains événements, les billets sont rachetables plus tôt au gré de TCPL, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de rachat ou pour un montant déterminé par une formule conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

En avril 2007, Northern Border a mis en place une facilité de crédit bancaire de 250 millions de dollars US d'une durée de cinq ans. Une partie de la facilité bancaire a servi au refinancement de billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus le 1^{er} mai 2007, le solde inutilisé pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US. Au 30 juin 2007, la société n'avait émis aucun billet à moyen terme, mais elle avait émis des titres de créance totalisant 1,0 milliard de dollars US aux termes de ces prospectus.

En février 2007, la société a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 22,5 points de base est imputé sur le solde impayé et des frais administratifs de 7,5 points de base sont prélevés sur la facilité totale. La société a prélevé 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP. Au 30 juin 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à 700 millions de dollars US et la société avait remboursé celui de la marge de crédit à vue.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et l'emprunt à terme liés à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont une tranche de 194 millions de dollars US du montant disponible aux termes de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. Au 30 juin 2007, la société avait prélevé 506 millions de dollars US aux termes de l'emprunt à terme de premier rang et 10 millions de dollars US aux termes de la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 55 points de base est imputé sur l'emprunt à terme de premier rang et un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de un mois majoré de 35 points de base est prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Des frais administratifs de 10 points de base sont imputés sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US. Le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 5,94 % au 30 juin 2007.

Outre les éléments susmentionnés et ceux dont il est question dans le rapport annuel 2006 et le rapport trimestriel du premier trimestre de 2007 de TCPL, il ne s'est produit aucun changement important dans les activités de financement de TCPL entre le 31 décembre 2006 et le 30 juin 2007.

Dividendes

Le 26 juillet 2007, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2007, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada le 31 octobre 2007 sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 28 septembre 2007. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Les administrateurs de TransCanada ont de plus approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions à un escompte de 2 % pour le dividende payable le 31 octobre 2007. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré. Les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes afin d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada.

Modifications de conventions comptables

Les modifications de conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2006 et le rapport de gestion contenu dans le rapport trimestriel du premier trimestre de 2007 de TCPL, exception faite de ce qui suit.

Stocks de gaz naturel exclusifs et constatation des produits

Les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks » entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2008. La société a toutefois décidé d'adopter cette norme le 1^{er} avril 2007. Les rajustements aux états financiers consolidés du deuxième trimestre de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de la nouvelle norme.

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusifs de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusifs avant le 1^{er} avril 2007. Elle constate les résultats liés aux stocks de gaz naturel exclusifs dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus.

Au 30 juin 2007, des stocks de gaz naturel exclusifs totalisant 81 millions de dollars étaient inclus dans les stocks aux bilans consolidés. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs seront constatées dans les stocks et les produits. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, les pertes avant les impôts non réalisées liées à la variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs s'établissaient à 23 millions de dollars; elles sont essentiellement annulées par la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel exclusifs.

Obligations contractuelles

À la suite de l'acquisition d'ANR par TCPL, les obligations d'achat futures de l'entreprise de pipelines, essentiellement les obligations au titre des contrats de location-exploitation et les obligations d'achat, se sont accrues de 110 millions de dollars entre le 31 décembre 2006 et le 30 juin 2007.

En juillet 2007, la société a conclu des contrats d'achat de tuyaux et de fournitures totalisant près de 300 millions de dollars pour l'oléoduc Keystone et d'autres projets pipeliniers.

Outre les engagements susmentionnés et les remboursements et paiements d'intérêts futurs sur la dette contractée pour l'acquisition d'ANR, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2006 et le 30 juin 2007, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL.

Instruments financiers et gestion des risques

Gestion des risques liés au prix de l'énergie, aux taux d'intérêt et aux taux de change

La société a recours à divers contrats pour atténuer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base. Ces contrats sont généralement constitués de ce qui suit.

- Contrats à terme - contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. La société a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer la volatilité respectivement des taux de change et des prix de l'électricité et du gaz.
- Swaps - contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer les fluctuations respectivement des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options - contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée soit à n'importe quel moment durant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer les fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Contrats visant le rendement thermique - contrats prévoyant des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier.

Risque lié au prix de l'énergie

La société est exposée aux fluctuations du prix de l'énergie dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel. Le principal risque survient du fait que les prix du marché pour les produits de base peuvent fluctuer négativement entre le moment où les prix d'achat ou de vente sont établis, ce qui peut amenuiser les marges prévues.

Pour gérer son exposition au risque lié au prix de l'énergie, la société, conformément à des politiques et procédures en matière de gestion des risques généraux, conclut des contrats de vente à moyen et à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour s'assurer qu'elle peut gérer l'ensemble de son portefeuille

d'actifs avec la souplesse nécessaire. À cette fin, la société a recours à des instruments tels que les contrats à terme, les swaps, les options et les contrats de rendement thermique.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que des opérations adossées d'achat et de vente de stocks de gaz naturel exclusifs. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel.

La société évalue sans cesse les contrats d'électricité et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer s'ils répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire (« exception des achats et des ventes dans le cours normal »), qu'ils sont traités comme des contrats à exécuter ou qu'ils répondent à d'autres critères d'exemption cités dans le chapitre 3855.

Risque lié aux taux d'intérêt

La dette à long terme de la société est assortie d'un taux d'intérêt fixe et, par conséquent, la société est assujettie au risque lié aux taux d'intérêt sur les prix. La dette à long terme de la société est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque lié aux taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ces risques, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt, de contrats à terme et d'options.

Investissement dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars US pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 juin 2007, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 3 585 millions de dollars (3 371 millions de dollars US) et une juste valeur de 3 659 millions de dollars (3 441 millions de dollars US) en tant qu'une partie de cette couverture et des swaps, des contrats de change à terme et des options ayant une juste valeur de 75 millions de dollars (70 millions de dollars US) en tant que couvertures de son placement net.

Placement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)

(en millions de dollars)

	Au 30 juin 2007		Au 31 décembre 2006	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Instruments financiers dérivés				
faisant l'objet de relations de couverture				
Swaps de devises en dollars US				
(échéant entre 2007 et 2013)	75	350 US	58	400 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2007)	-	75 US	(7)	390 US
Options en dollars US				
(échéant en 2007)	-	50 US	(6)	500 US
	<u>75</u>	<u>475 US</u>	<u>45</u>	<u>1 290 US</u>

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

Justes valeurs

Les justes valeurs des instruments financiers sont déterminées par voie de référence au prix indiqué ou demandé, le cas échéant, dans les marchés actifs. En l'absence d'un marché actif, la société détermine la juste valeur en ayant recours à des techniques d'évaluation qui se fondent sur des données de marché observables ou des prix du marché estimatifs. Ces derniers comprennent des comparaisons avec des instruments semblables en présence de prix du marché observables, des modèles d'établissement du prix des options et d'autres techniques d'évaluation utilisées couramment par les intervenants sur le marché. Les justes valeurs déterminées à l'aide des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses au sujet du montant et du moment des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation estimatifs. Pour cerner ces hypothèses, la société se fonde principalement sur des facteurs d'intrant facilement observables sur le marché, notamment les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de devise ainsi que la volatilité des prix et des taux, le cas échéant.

Gains et pertes non réalisés

Au 30 juin 2007, des gains non réalisés sur les instruments financiers dérivés non réglés de 147 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont compris dans les autres actifs à court terme et de 120 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont inclus dans les autres actifs. Au 30 juin 2007, des pertes non réalisées de 220 millions de dollars (144 millions de dollars au 31 décembre 2006) et de 253 millions de dollars (158 millions de dollars au 31 décembre 2006) découlant des instruments financiers non réglés sont incluses respectivement dans les créditeurs et dans les montants reportés. Au 30 juin 2007, les stocks comprenaient des pertes non réalisées de 23 millions de dollars (néant au 31 décembre 2006) découlant des rajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs.

Risque et gestion du risque lié à la réglementation environnementale

Le 1^{er} juillet 2007, les règlements du gouvernement de l'Alberta prévoyant la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 12 % de la moyenne des niveaux de 2003 à 2005 sont entrés en vigueur pour les grands émetteurs industriels en Alberta. Conformément aux nouveaux règlements, les entités visées par ces mesures législatives ont jusqu'au 31 mars 2008 pour présenter des rapports de conformité indiquant comment leurs installations ont atteint leurs objectifs de réduction des émissions. TCPL prévoit que les coûts liés aux objectifs de réduction des GES touchant le réseau de l'Alberta

seront recouverts par le truchement des droits futurs payés par les clients du réseau de l'Alberta. Le recouvrement des coûts de conformité de réduction des GES liés aux centrales électriques de la société en Alberta dépendra ultimement des prix de l'électricité sur le marché. Ces modifications des GES pourraient influencer sur ces prix du marché.

Le 26 avril 2007, le gouvernement du Canada a rendu public son Cadre réglementaire pour les émissions atmosphériques qui comprend des réductions obligatoires et exécutoires des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Aux termes de ce cadre, les émetteurs industriels seront tenus de réduire, en 2010, l'intensité de leurs GES de 18 % des niveaux de 2006, et cet objectif de réduction augmentera de 2 % par an jusqu'en 2020. Toutefois, nombre des principaux éléments d'application et de conformité de ce cadre ne sont pas encore définitifs.

TCPL maintient son engagement aux discussions en matière de politiques à tous les échelons des gouvernements fédéral et provinciaux. Plusieurs autres processus sont en cours, notamment l'évaluation des grands besoins en infrastructures, l'élaboration continue d'éléments de politique de grande portée (systèmes compensatoires nationaux et gestion du fonds de technologie fédéral, par exemple) et la présentation de rapports de conformité vérifiés par des tiers. TCPL suit de près l'évolution de chacun de ces dossiers. Ces initiatives du gouvernement fédéral et du gouvernement de l'Alberta pourraient avoir des répercussions importantes pour l'industrie de l'énergie, et la société continue d'évaluer et de surveiller leurs incidences sur ses entreprises.

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2006.

Contrôles et procédures

Au 30 juin 2007, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par la *Securities and Exchange Commission* (SEC). Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 30 juin 2007.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TCPL, à l'égard de la communication de l'information financière, qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière de TCPL. En ce qui a trait aux acquisitions en 2007, la société n'a pas encore déterminé si elle devait demander ou non l'exemption permise en vertu de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Étant donné que l'établissement de la valeur de certains actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, la préparation des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement.

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TCPL sont l'utilisation du mode de comptabilisation prescrit par réglementation pour comptabiliser les activités à tarifs réglementés de la société et les politiques adoptées par la société pour comptabiliser les instruments dérivés et la dotation à l'amortissement. Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles normes comptables se rapportant aux instruments financiers et aux couvertures. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2006 et le rapport trimestriel du premier trimestre de 2007 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions comptables et les estimations.

Perspectives

Exclusion faite de rajustements d'impôts sur les bénéfices de 31 millions de dollars constatés en 2007 et de l'incidence favorable du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis l'information fournie dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL.

La cote d'émetteur accordée à TCPL Corporation par Moody's Investors Service (Moody's) est A3, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A2 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Réseau principal au Canada

En février 2007, TCPL a conclu, avec les parties prenantes, un règlement tarifaire quinquennal (le règlement) au sujet du réseau principal au Canada pour la période allant de 2007 à 2011. En mars 2007, TCPL a déposé une demande d'approbation du règlement auprès de l'ONÉ. En mai 2007, l'ONÉ a approuvé les demandes sans les modifier, y compris la demande de TCPL sollicitant que les droits provisoires soient rendus définitifs en 2007. Les modalités du règlement s'appliqueront pour la période allant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011.

Dans le cadre du règlement, TCPL et ses parties prenantes ont convenu que le coût du capital tiendrait compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, selon ce qui a été déterminé d'après la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %, une hausse comparativement au ratio antérieur de 36 %. Le reste de la structure des capitaux se composera de titres de créance de premier rang à la suite du rachat convenu le 5 juillet 2007 des titres privilégiés 8,25 % de 460 millions de dollars US qui sous-tendaient la base tarifaire du réseau principal au Canada. Le rachat a donné lieu à un gain de change qui sera transmis aux clients du réseau principal au Canada.

Le règlement établit en outre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chaque année de sa durée d'application. Toute variation entre les coûts d'exploitation d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement sera imputable à TCPL de 2007 à 2009. Les variations de ces coûts seront partagées également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits seront comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice.

Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement qui procureront des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

Projet d'expansion du réseau de l'Alberta

En juin 2007, TransCanada a soumis à l'approbation de l'Alberta Energy and Utilities Board une demande prévoyant la construction, au coût d'environ 300 millions de dollars, de nouvelles installations sur le réseau de l'Alberta en vue de répondre initialement à la demande croissante de gaz naturel dans la région de Fort McMurray en Alberta.

Accroissement de la capacité de stockage de gaz naturel d'ANR

Au deuxième trimestre de 2007, ANR a obtenu l'approbation réglementaire lui permettant d'aller de l'avant avec son projet d'accroissement de la capacité de stockage de gaz naturel de 14 milliards de pieds cubes au Michigan. Cette capacité fait intégralement l'objet de contrats. Les dates de mise en service prévues des installations sont le 1^{er} avril 2008 dans le cas des injections et le 1^{er} novembre 2008 dans le cas des retraits. Ce projet est en complément d'un programme d'amélioration et d'accroissement du stockage de gaz naturel qui portera à 13 milliards de pieds cubes la capacité disponible à la vente au Michigan. Ce programme est lui aussi entièrement souscrit, et le début des injections aura lieu en avril 2007. Le coût en capital de ces projets est évalué à 125 millions de dollars US.

Expansion de North Baja Pipeline

North Baja Pipeline, société détenue par TCPL, a présenté auprès de la FERC une demande d'expansion et de révision de son réseau actuel afin de faciliter l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) regazéifié en provenance du Mexique et à destination des marchés de la Californie et de l'Arizona. La FERC a rendu une décision préliminaire approuvant tous les aspects de la proposition de North Baja autres que ceux liés aux questions environnementales, lesquels feront l'objet d'une ordonnance future.

Un rapport d'impact sur l'environnement (RIE) et un énoncé des incidences environnementales (EIE) ont été préparés conjointement, respectivement par la *California State Land Commission* et par la FERC, pour évaluer les incidences du projet d'expansion sur l'environnement. Le RIE et l'EIE définitifs ont été terminés en juin 2007, et la *California State Land Commission* a homologué le RIE pour utilisation en Californie le 13 juillet 2007. TCPL prévoit que la FERC accordera le décret final autorisant le projet pendant le troisième trimestre de 2007.

Installations d'Énergie Cacouna

En juillet 2007, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL pour un nouveau point de réception du GNL à Gros-Cacouna, au Québec, sur son réseau principal intégré au Canada et a réitéré la tarification fondée sur la méthode de péréquation. La date d'entrée en vigueur de ces approbations est celle de l'approbation et de la mise en service des installations requises pour relier le point de réception de Gros-Cacouna au réseau. TCPL et TQM préparent actuellement les demandes à soumettre à l'ONÉ pour faire approuver la construction des installations requises pour relier le terminal méthanier à Gros-Cacouna aux infrastructures existantes de TQM et du réseau principal au Canada.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie

Au deuxième trimestre de 2007, les promoteurs du GVM ont déposé auprès de l'ONÉ et d'un comité d'examen conjoint (CEC) une nouvelle mise à jour sur le projet et des renseignements supplémentaires sur la tarification du projet par suite de la révision à la hausse des estimations du coût en capital. Les audiences du CEC sont prévues pour les troisième et quatrième trimestres de 2007 et les audiences de l'ONÉ, si elles étaient requises, auraient lieu vers la mi-octobre 2007. TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à la réalisation du projet, en mettant l'accent sur le processus de réglementation et les pourparlers avec le gouvernement du Canada au sujet du cadre fiscal.

Projet de gazoduc de la route de l'Alaska

TCPL poursuit les pourparlers avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska. L'assemblée législative du gouvernement de l'Alaska a approuvé la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (AGIA) en mai 2007. Le gouvernement de l'Alaska a lancé un appel d'offres le 2 juillet 2007 sollicitant les soumissions des promoteurs pipeliniers en vertu de l'AGIA d'ici le 1^{er} octobre 2007.

Oléoduc Keystone

À la suite d'un appel de soumissions, des contrats supplémentaires pour 155 000 barils par jour ont été obtenus pour l'oléoduc Keystone proposé, qui transportera du pétrole depuis Hardisty, en Alberta, à destination de Cushing, en Oklahoma. La durée moyenne de ces contrats est de 16 ans. L'appel de soumissions a lieu en prévision d'un accroissement de capacité, pour un total de 590 000 barils par jour et du prolongement de l'oléoduc jusqu'à Cushing. TCPL détient désormais des contrats à long terme pour un total de 495 000 barils par jour d'une durée moyenne de 18 ans.

L'ONÉ a terminé, le 21 juin 2007, une audience publique ayant pour objet de déterminer si l'organisme doit approuver la demande de TCPL pour la construction et l'exploitation des installations de Keystone au Canada. Une décision sur cette demande est attendue au quatrième trimestre de 2007. TCPL a également présenté des demandes aux gouvernements fédéral et étatiques aux États-Unis. Si les approbations réglementaires sont accordées, la construction de l'oléoduc Keystone devrait commencer en 2008, et sa mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2009.

Énergie

Énergie Cacouna

Le 22 juin 2007, le gouvernement fédéral a approuvé le projet de GNL d'Énergie Cacouna en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Cette approbation est requise pour l'obtention des permis requis en vertu de la *Loi sur les pêches (Canada)* et de la *Loi sur la protection des eaux navigables (Canada)*, qui énonceront les conditions requises pour la construction. En parallèle, le gouvernement du Québec a émis un décret approuvant la construction du terminal de regazéification du gaz naturel de Cacouna au Québec. Ces conditions ont une force exécutoire pour le ministère de l'Environnement du Québec et pour les certificats d'autorisations subséquents requis pour la construction.

Renseignements sur les actions

Au 30 juin 2007, TCPL compte 522 070 549 actions ordinaires émises et en circulation en faveur de TransCanada.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2007		2006				2005	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 212	2 249	2 091	1 850	1 685	1 894	1 771	1 494
Bénéfice net								
Activités poursuivies	254	263	268	293	244	244	349	428
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	28	-	-
	254	263	268	293	244	272	349	428
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	0,49 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,50 \$	0,72 \$	0,89 \$
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	0,06	-	-
	0,49 \$	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,56 \$	0,72 \$	0,89 \$

(1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres comparatifs ont été réajustés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice courant.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Pour le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel, les produits ainsi que le résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le

résultat net fluctuant d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit:

- Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend un gain de 193 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité. En outre, le produit tiré des placements en titres de capitaux propres de Bruce Power s'est accru comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de la hausse des prix réalisés pour l'électricité et d'une légère augmentation des volumes de production.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 115 millions de dollars après les impôts lié à la vente de P.T. Paiton Energy Company. De plus, compte tenu de la création de Bruce A, les résultats de Bruce Power ont été consolidés sur une base proportionnelle à partir du 31 octobre 2005.
- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprend un règlement de 18 millions de dollars après les impôts reçu dans le cadre de la faillite d'un ancien expéditeur sur le réseau de Gas Transmission Northwest. De plus, le résultat net du secteur de l'énergie comprend la contribution découlant de la CAE de Sheerness, d'une capacité de 756 MW, acquise le 31 décembre 2005.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2006 comprend des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur Siège social) découlant de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat net du secteur des pipelines comprend un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de commandité détenue par la société dans Northern Border Partners, L.P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2006 tient compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices de 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales, et des modifications des estimations. Le résultat net de l'entreprise d'énergie comprend le résultat de la centrale de Bécancour entrée en exploitation le 17 septembre 2006.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant de 12 millions de dollars.
- Le résultat net du premier trimestre de 2007 comprenait des rajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars. De plus, le résultat net de l'entreprise de pipelines comprend la contribution découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

- Au deuxième trimestre de 2007, le résultat net comprenait un montant de 16 millions de dollars (12 millions de dollars pour le siège social et 4 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie) lié à des rajustements d'impôts sur les bénéfices positifs découlant de modifications à la législation fiscale canadienne. Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Produits	2 212	1 685	4 461	3 579
Charges d'exploitation				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	761	566	1 493	1 103
Achats de produits de base revendus	527	337	1 103	842
Amortissement	300	266	590	523
	1 588	1 169	3 186	2 468
	624	516	1 275	1 111
Autres charges (produits)				
Charges financières	250	207	489	410
Charges financières des coentreprises	19	24	40	45
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(5)	(6)	(11)	(24)
Intérêts créditeurs et autres produits	(24)	(15)	(48)	(64)
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	(23)	–	(23)
	240	187	470	344
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	384	329	805	767
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	96	37	263	247
Futurs	14	37	(23)	(4)
	110	74	240	243
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	14	8	31	21
Autres	1	(2)	6	4
	15	6	37	25
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	259	249	528	499
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	–	–	–	28
Bénéfice net	259	249	528	527
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	11	11
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	254	244	517	516
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	254	244	517	488
Activités abandonnées	–	–	–	28
	254	244	517	516

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	259	249	528	527
Amortissement	300	266	590	523
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P., déduction faite des impôts exigibles	-	(11)	-	(11)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation inférieure (supérieure) aux distributions reçues	1	(3)	(5)	(7)
Impôts futurs	14	37	(23)	(4)
Participations sans contrôle	15	6	37	25
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	3	(13)	15	(15)
Autres	(1)	8	28	17
	591	539	1 170	1 055
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	85	(92)	126	(93)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	676	447	1 296	962
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(386)	(327)	(692)	(630)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(4)	(358)	(4 224)	(358)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	-	23	-	23
Montants reportés et autres	(5)	(6)	(93)	(15)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(395)	(668)	(5 009)	(980)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(187)	(161)	(349)	(316)
Avances de la société mère	(38)	11	718	11
Distributions versées aux participations sans contrôle	(24)	(10)	(34)	(20)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(759)	180	(257)	(453)
Dette à long terme émise	52	372	1 414	1 250
Remboursement sur la dette à long terme	(470)	(208)	(795)	(348)
Dette à long terme émise par des coentreprises	98	22	110	24
Remboursement sur la dette à long terme des coentreprises	(107)	(15)	(119)	(21)
Billets subordonnés de rang inférieur émis	1 107	-	1 107	-
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	-	-	348	-
Actions ordinaires émises	52	-	1 524	-
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(276)	191	3 667	127
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(27)	(11)	(30)	(9)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(22)	(41)	(76)	100
Encaisse et placements à court terme Au début de la période	347	353	401	212
Encaisse et placements à court terme À la fin de la période	325	312	325	312
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	124	151	211	368
Intérêts payés	255	218	528	421

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés(non vérifié)
(en millions de dollars)**30 juin
2007****31 décembre
2006****ACTIF****Actif à court terme**

Encaisse et placements à court terme

325

401

Débiteurs

983

1 001

Stocks

466

392

Autres

187

297

1 961

2 091

Placements à long terme**69**

71

Immobilisations corporelles**23 700**

21 487

Écart d'acquisition**2 682**

281

Autres actifs**1 895**

1 978

30 307

25 908

PASSIF ET CAPITAUX PROPRES**Passif à court terme**

Billets à payer

209

467

Créditeurs

2 419

1 582

Intérêts courus

263

264

Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an

759

616

Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises

32

142

3 682

3 071

Montants reportés**1 143**

1 029

Impôts futurs**1 202**

876

Dette à long terme**11 766**

10 887

Dette à long terme des coentreprises**913**

1 136

Billets subordonnés de rang inférieur**1 050**

-

Titres privilégiés**489**

536

20 245

17 535

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP

574

287

Autres

72

79

646

366

Capitaux propres

Actions privilégiées

389

389

Actions ordinaires

6 235

4 712

Surplus d'apport

279

277

Bénéfices non répartis

2 882

2 719

Cumul des autres éléments du résultat étendu

(369)

(90)

9 416

8 007

30 307

25 908

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice net	259	249	528	527
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(184)	(29)	(221)	(30)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	46	27	55	24
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(36)	–	(37)	–
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	23	–	20	–
Autres éléments du résultat étendu de la période	(151)	(2)	(183)	(6)
Résultat étendu de la période	108	247	345	521

(1) Déduction faite d'une charge fiscale de 51 millions de dollars et de 56 millions de dollars respectivement pour le trimestre et pour le semestre terminés le 30 juin 2007 (charge fiscale de respectivement 23 millions de dollars et 22 millions de dollars en 2006).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 23 millions de dollars et de 28 millions de dollars respectivement pour le trimestre et pour le semestre terminés le 30 juin 2007 (charge fiscale de respectivement 14 millions de dollars et 12 millions de dollars en 2006).

(3) Déduction faite de recouvrements d'impôts de 15 millions de dollars et de 10 millions de dollars respectivement pour le trimestre et pour le semestre terminés le 30 juin 2007.

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 7 millions de dollars et de 5 millions de dollars respectivement pour le trimestre et pour le semestre terminés le 30 juin 2007.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

Semestres terminés les 30 juin
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	2007	2006
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	4 712	4 712
Produit de l'émission d'actions ordinaires	1 523	–
Solde à la fin de la période	6 235	4 712
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	277	275
Émission d'options sur actions	2	–
Solde à la fin de la période	279	275
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	2 719	2 267
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	4	
Bénéfice net	528	527
Dividendes sur les actions privilégiées	(11)	(11)
Dividendes sur les actions ordinaires	(358)	(312)
Solde à la fin de la période	2 882	2 471
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de la période	(90)	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	(96)	–
Autres éléments du résultat étendu	(183)	(6)
Solde à la fin de la période	(369)	(96)
Total des capitaux propres	9 416	7 751

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Rajustement de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2006	(90)	–	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers	–	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(221)	–	(221)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	55	–	55
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	–	(37)	(37)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ^{(4) (5)}	–	20	20
Solde au 30 juin 2007	(256)	(113)	(369)
Solde au 31 décembre 2005	(90)	–	(90)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(30)	–	(30)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	24	–	24
Solde au 30 juin 2006	(96)	–	(96)

(1) Déduction faite d'une charge fiscale de 56 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2007 (charge fiscale de 22 millions de dollars en 2006).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 28 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2007 (charge fiscale de 12 millions de dollars en 2006).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 10 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2007.

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 5 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2007.

(5) Au cours des 12 prochains mois, la société prévoit reclasser dans le bénéfice net un montant estimatif de 128 millions de dollars (88 millions de dollars après les impôts) au titre des pertes nettes déclarées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux couvertures de flux de trésorerie.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés vérifiés annuels de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, exception faite des changements indiqués ci-après. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de 2006 compris dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Pour le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel, les produits ainsi que le résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Étant donné que la détermination de la valeur 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. 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 de la société.

2. Modifications de conventions comptables

Modifications au deuxième trimestre de 2007

Stocks de gaz naturel exclusifs et constatation des produits

Les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks » entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2008. La société a toutefois décidé d'adopter cette norme en avril 2007. Les rajustements aux états financiers consolidés du deuxième trimestre de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de la nouvelle norme.

Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusifs de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusifs avant le 1^{er} avril 2007. Elle constate les résultats liés aux stocks de gaz naturel exclusifs dans les produits, déduction faite des achats de produits de base revendus.

Au 30 juin 2007, des stocks de gaz naturel exclusifs totalisant 81 millions de dollars étaient inclus dans les stocks aux bilans consolidés. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs seront constatées dans les stocks et les produits. Pour le trimestre terminé le 30 juin 2007, les pertes avant les impôts non réalisées liées à la variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusifs s'établissaient à 23 millions de dollars; elles sont essentiellement annulées par la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de stocks de gaz naturel exclusifs.

Modifications au premier trimestre de 2007

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1506 intitulé « Modifications comptables », du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3251 intitulé « Capitaux propres », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du chapitre 3861 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». Les rajustements aux états financiers consolidés du premier semestre de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de ces nouvelles normes.

Résultat étendu et capitaux propres

Les états financiers de la société comprennent des états consolidés du résultat étendu et du cumul des autres éléments du résultat étendu. En outre, tel que l'exige le chapitre 3251, la société présente désormais, dans l'état consolidé des capitaux propres, les variations pour chacune des composantes des capitaux propres, y compris le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Instruments financiers

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés, sont constatés au bilan, et ils sont initialement comptabilisés à leur juste valeur. Les actifs financiers sont classés dans les catégories suivantes : placements détenus à des fins de transaction, placements détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances ou actifs financiers disponibles à la vente. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés.

Les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés et sont conclus dans le but de générer un profit. Ces instruments financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détenait aucun instrument financier de ce type au 30 juin 2007. Les prêts et les créances sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres

éléments du résultat étendu. Le bénéfice tiré de ces actifs est inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les autres passifs financiers qui ne sont pas classés comme étant détenus à des fins de transaction sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des coentreprises.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé intégré sont incluses dans les produits. Tous les instruments dérivés autres que ceux qui sont admissibles aux exceptions d'achats et de ventes dans le cours normal ou qui ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 sont inscrits au bilan à leur juste valeur. La société a déterminé que la date de transition pour les instruments dérivés intégrés était le 1^{er} janvier 2003.

Les coûts de transaction sont les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. Le 1^{er} janvier 2007, la société a commencé à porter les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et à amortir ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Auparavant, la société amortissait les coûts selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des titres de créance. Cette modification de convention n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers de la société. Au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de 2007, le montant imputé au bénéfice net au titre de l'amortissement des coûts de transaction selon la méthode du taux d'intérêt effectif n'était pas significatif.

Selon le mode de comptabilisation des activités réglementées de la société, les gains ou les pertes découlant de variations de la juste valeur des instruments financiers faisant partie des activités réglementées sont inclus dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Couvertures

Le chapitre 3865 précise dans quelles circonstances la comptabilité de couverture est autorisée, comment procéder et où en constater les incidences. La nouvelle norme préconise trois types précis de relations de couverture : couvertures de la juste valeur, couvertures des flux de trésorerie et couvertures d'un investissement net dans des établissements étrangers autonomes.

Dans le cadre de la gestion de ses actifs et de ses passifs, la société a recours aux instruments dérivés pour les positions de couverture afin de réduire le risque de crédit et le risque de marché auxquels elle est exposée. La société désigne certains instruments dérivés en tant que couvertures et elle prépare les documents requis au moment de l'entrée en vigueur du contrat de couverture. La société évalue, au moment de leur entrée en vigueur et durant la durée du contrat, les instruments dérivés utilisés en tant que couverture afin d'établir s'ils sont efficaces pour contrebalancer les risques liés aux justes valeurs ou aux flux de trésorerie de l'instrument financier couvert. Tous les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à leur juste valeur puis rajustés à leur juste valeur à la date de chaque bilan.

Les couvertures de juste valeur sont essentiellement des swaps de taux d'intérêt qui servent à atténuer l'incidence des variations de la juste valeur des instruments financiers à long terme et à taux fixe en raison des fluctuations des taux d'intérêt sur les marchés. Les variations de la valeur des couvertures de la juste valeur et les opérations sous-jacentes correspondantes sont constatées dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits respectivement pour les couvertures de taux d'intérêt et les couvertures de taux de change. Les gains ou les pertes découlant

de l'absence d'efficacité sont immédiatement imputés au bénéfice, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente.

La société a recours, pour les opérations prévues, à des couvertures de flux de trésorerie pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base. La partie efficace des variations de la valeur des couvertures de flux de trésorerie est constatée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute partie inefficace et les montants exclus des critères d'efficacité des couvertures sont imputés aux résultats, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Les gains ou les pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constatés dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a eu lieu ou lorsqu'il devient improbable qu'elle ait lieu. Les opérations de couverture de la variabilité des flux de trésorerie futurs de la société ont une durée maximale de dix ans.

La société effectue des opérations de couverture du risque de change lié aux placements dans des établissements étrangers autonomes à l'aide de certains swaps de devises, contrats de change à terme et options. Ces instruments financiers sont rajustés à leur juste valeur, et la partie efficace des gains ou des pertes liés à ces rajustements est incluse dans les autres éléments du résultat étendu. De plus, la société a recours, pour couvrir son placement net, à des titres de créance libellés en dollars US qui sont évalués aux taux de change en vigueur à la fin de la période. Les gains ou les pertes découlant des parties inefficaces de l'élément de couverture sont inclus dans les résultats. Les gains ou les pertes découlant de ces couvertures qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit l'investissement.

Incidence nette des modifications de conventions comptables

L'incidence nette, sur les états financiers de la société au 1^{er} janvier 2007, résultant des modifications susmentionnées apportées aux conventions comptables s'établit comme suit :

Augmentations (diminutions)
(non vérifié)
(en millions de dollars)

Autres actifs à court terme	(127)
Autres actifs	(203)
Créditeurs	(29)
Montants reportés	(75)
Impôts futurs	(42)
Dettes à long terme	(85)
Dettes à long terme des coentreprises	(7)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(186)
Rajustement au titre du change	90
Bénéfices non répartis	4

Modifications comptables futures

Chapitre 1535 Informations à fournir concernant le capital

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007, le nouveau chapitre 1535 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Informations à fournir concernant le capital » exige la présentation d'informations qualitatives et quantitatives au sujet des objectifs, des politiques et des procédures de la société en ce qui a trait à la gestion du capital.

Chapitre 3862 Instruments financiers – informations à fournir et chapitre 3863

Instruments financiers – présentation

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires des exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2007, les nouveaux chapitres 3862 et 3863 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* remplaceront le chapitre 3861 pour prescrire les exigences de présentation et d'informations à fournir en ce qui a trait aux instruments financiers.

3. Informations sectorielles

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits	1 228	969	984	716	–	–	2 212	1 685
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(417)	(326)	(343)	(236)	(1)	(4)	(761)	(566)
Achats de produits de base revendus	(65)	–	(462)	(337)	–	–	(527)	(337)
Amortissement	(260)	(235)	(40)	(31)	–	–	(300)	(266)
	486	408	139	112	(1)	(4)	624	516
Charges financières et participations sans contrôle	(206)	(184)	–	–	(65)	(34)	(271)	(218)
Charges financières des coentreprises	(13)	(19)	(6)	(5)	–	–	(19)	(24)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	6	–	–	–	–	5	6
Intérêts créditeurs et autres produits	11	2	3	1	11	12	25	15
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	23	–	–	–	–	–	23
Impôts sur les bénéfices	(117)	(89)	(42)	(11)	49	26	(110)	(74)
Bénéfice découlant des activités poursuivies	166	147	94	97	(6)	–	254	244
Bénéfice découlant des activités abandonnées	–	–	–	–	–	–	–	–
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							254	244

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Semestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits	2 352	1 946	2 109	1 633	–	–	4 461	3 579
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(800)	(643)	(690)	(455)	(3)	(5)	(1 493)	(1 103)
Achats de produits de base revendus	(65)	–	(1 038)	(842)	–	–	(1 103)	(842)
Amortissement	(511)	(461)	(79)	(62)	–	–	(590)	(523)
	976	842	302	274	(3)	(5)	1 275	1 111
Charges financières et participations sans contrôle	(423)	(376)	1	–	(116)	(70)	(538)	(446)
Charges financières des coentreprises	(29)	(33)	(11)	(12)	–	–	(40)	(45)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	11	24	–	–	–	–	11	24
Intérêts créditeurs et autres produits	18	34	6	3	25	27	49	64
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	23	–	–	–	–	–	23
Impôts sur les bénéfices	(232)	(210)	(98)	(68)	90	35	(240)	(243)
Bénéfice découlant des activités poursuivies	321	304	200	197	(4)	(13)	517	488
Bénéfice découlant des activités abandonnées	–	–	–	–	–	–	–	28
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							517	516

Total de l'actif

(non vérifié – en millions de dollars)

	30 juin 2007	31 décembre 2006
Pipelines	22 753	18 320
Énergie	6 509	6 500
Siège social	1 045	1 088
	30 307	25 908

4. Acquisitions et cessions

ANR et Great Lakes

En février 2007, TCPL a fait l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

	ANR	Great Lakes	Total
Actif à court terme	258	4	262
Immobilisations corporelles	1 874	35	1 909
Autres actifs à long terme	82	–	82
Écart d'acquisition	1 767	37	1 804
Passif à court terme	(177)	(3)	(180)
Dette à long terme	(475)	(16)	(491)
Autres passifs à long terme	(447)	(22)	(469)
	<u>2 882</u>	<u>35</u>	<u>2 917</u>

Le prix d'achat a été provisoirement ventilé à l'aide de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Puisque les droits d'ANR et de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés, autres que le gaz détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies en fonction de la réglementation des tarifs.

L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération n'est pas amortissable aux fins de l'impôt.

Acquisition de Great Lakes par PipeLines LP

En février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 945 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	42
Immobilisations corporelles	465
Autres actif à long terme	1
Écart d'acquisition	460
Passif à court terme	(23)
Dette à long terme	(209)
	<u>736</u>

Le prix d'achat a été provisoirement ventilé à l'aide de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Puisque les droits de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies en fonction de la réglementation des tarifs.

L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt.

PipeLines LP

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part, dont 50 % des parts ont été achetées par TCPL au prix de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite de ces placements supplémentaires dans PipeLines LP, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP; il a servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes.

5. Billets à payer et dette à long terme

En avril 2007, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur (billets) d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sur les billets sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres (TIOL) de trois mois, majoré de 221 points de base. Le taux d'intérêt effectif sur les billets s'établissait à 6,51 % au 30 juin 2007. TCPL peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une ou plusieurs périodes à concurrence de dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets. Dans de telles circonstances, la société ne serait pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets sont rachetables au gré de TCPL en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat. Advenant l'occurrence de certains événements, les billets sont rachetables plus tôt au gré de TCPL, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de rachat ou pour un montant déterminé par une formule conformément aux modalités dont ils sont assortis advenant un événement fiscal ou touchant une agence de notation, selon le plus élevé des deux montants.

En avril 2007, Northern Border a mis en place une facilité de crédit bancaire de 250 millions de dollars US d'une durée de cinq ans. Une partie de la facilité bancaire a servi au refinancement des billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus le 1^{er} mai 2007, le solde inutilisé pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US. Au 30 juin 2007, la société n'avait émis aucun billet à moyen terme et elle avait émis des titres de créance de 1,0 milliard de dollars US aux termes de ces prospectus.

En mars 2007, ANR Pipeline Company a retiré volontairement de la Bourse de New York l'inscription des débentures 9,625 % échéant en 2021, des débentures 7,375 % échéant en 2024 et des débentures 7,0 % échéant en 2025. À la suite de ces radiations de la cote, en date du 12 avril 2007, ANR Pipeline Company a radié ces titres de l'inscription auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

En février 2007, la société a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US. L'intérêt sur le solde impayé est imputé à un taux variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 22,5 points de base et des frais administratifs de 7,5 points de base sont imputés sur le montant total de la facilité. La société a prélevé 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP. Au 30 juin 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à 700 millions de dollars US et la société avait remboursé celui de la marge de crédit à vue.

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US du montant disponible aux termes de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. Au 30 juin 2007, la société avait prélevé 506 millions de dollars US aux termes de l'emprunt à terme de premier rang et 10 millions de dollars US aux termes de la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de trois mois majoré de 55 points de base est imputé sur l'emprunt à terme de premier rang et un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL de un mois majoré de 35 points de base est prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang. Des frais administratifs de 10 points de base sont imputés sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US. Le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 5,94 % au 30 juin 2007.

6. Titres privilégiés

Le 5 juillet 2007, TCPL a racheté à leur valeur nominale tous les titres privilégiés 8,25 % d'un montant de 460 millions de dollars US en circulation et échéant en 2047. Le rachat a eu lieu à la suite du règlement tarifaire quinquennal conclu pour le réseau principal au Canada et il a donné lieu à un gain de change qui sera transmis aux clients du réseau principal au Canada.

7. Capital-actions

Au deuxième trimestre de 2007, TCPL a émis 1,3 million d'actions ordinaires, en faveur de TransCanada Corporation (TransCanada), pour un produit d'environ 52 millions de dollars.

En février et en mars 2007, TCPL a émis, respectivement 34 210 526 et 4 515 914 actions ordinaires en faveur de TransCanada Corporation (TransCanada) au prix de 38 00 \$ chacune. Le produit brut d'environ 1,5 milliard de dollars a servi à financer l'acquisition d'ANR et de Great Lakes.

8. Instruments financiers et gestion des risques

La juste valeur des instruments financiers autres que des dérivés au 30 juin 2007 s'établit comme suit.

Information sommaire sur les instruments financiers autres que les dérivés ⁽¹⁾

(non vérifié)

(en millions de dollars)

30 juin 2007

	Juste valeur
Actifs financiers ^{(2) (3)}	
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽⁴⁾	340
Prêts et créances ⁽⁴⁾	1 142
Disponibles à la vente	13
	<u>1 495</u>
Passifs financiers ^{(3) (5) (6)}	
Billets à payer	728
Fournisseurs et autres créditeurs	1 187
Dette à long terme	14 520
Titres privilégiés	489
Autres passifs à long terme	65
	<u>16 989</u>

(1) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprend une perte non matérialisée de 2 millions de dollars au titre des rajustements de la juste valeur de ces instruments financiers.

(2) Au 30 juin 2007, l'actif à court terme au bilan consolidé comprend des actifs financiers de 932 millions de dollars compris dans les débiteurs et 340 millions de dollars compris dans la trésorerie et équivalents de trésorerie. Le solde de ces actifs financiers est inclus dans les autres actifs.

(3) La valeur comptable est sensiblement la même que la juste valeur, exception faite des actifs financiers disponibles à la vente, dont la valeur comptable est égale à la juste valeur.

(4) Comptabilisés au coût.

(5) Comptabilisés au coût après amortissement.

(6) Au 30 juin 2007, le passif à court terme au bilan consolidé comprend des passifs financiers de 1 178 millions de dollars compris dans les créditeurs et de 728 millions de dollars compris dans les billets à payer. Des passifs financiers de 74 millions de dollars sont compris dans les montants reportés, 14 520 millions de dollars sont inclus dans la dette à long terme et 489 millions de dollars sont inclus dans les titres privilégiés.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit.

Information sommaire sur les instruments financiers dérivés ⁽¹⁾

(non vérifié)

(en millions de dollars)

30 juin 2007

	<u>Juste valeur</u>
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction	
Instruments dérivés visant l'électricité – actifs ⁽²⁾	38
Instruments dérivés visant l'électricité – passifs ⁽²⁾	(31)
Instruments dérivés visant le gaz naturel – actifs ⁽³⁾	67
Instruments dérivés visant le gaz naturel – passifs ⁽³⁾	(34)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – actifs ⁽⁴⁾	18
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – passifs ⁽⁴⁾	(4)
Instruments dérivés visant le change – actifs ⁽⁴⁾	3
Instruments dérivés visant le change – passifs ⁽⁴⁾	(67)
	<u>(10)</u>
Instruments financiers dérivés dans des relations de couverture ⁽⁵⁾	
Instruments dérivés visant l'électricité – actifs ⁽⁶⁾	102
Instruments dérivés visant l'électricité – passifs ⁽⁶⁾	(269)
Instruments dérivés visant le gaz naturel – actifs ⁽⁶⁾	30
Instruments dérivés visant le gaz naturel – passifs ⁽⁶⁾	(9)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – actifs ⁽⁷⁾	9
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt – passifs ⁽⁷⁾	(5)
Instruments dérivés visant le change – actifs ⁽⁷⁾	–
Instruments dérivés visant le change – passifs ⁽⁷⁾	(54)
	<u>(196)</u>
Total des instruments financiers dérivés	<u>(206)</u>

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés, exception faite des instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités réglementées de la société, qui sont comptabilisés à leurs valeurs réglementaires.

(2) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprend respectivement une perte non matérialisée de 15 millions de dollars et un gain non matérialisé de 4 millions de dollars liés à la variation de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant l'électricité.

(3) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprend respectivement un gain non matérialisé de 4 millions de dollars et un gain non matérialisé de 10 millions de dollars liés à la variation de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant le gaz.

(4) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprend respectivement une perte non réalisée de 6 millions de dollars et un gain non réalisé de 1 million de dollars liés à la variation de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction visant les taux d'intérêt et le change.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées comme des couvertures de flux de trésorerie, sauf pour des instruments financiers dérivés de 4 millions de dollars à l'égard des taux d'intérêt qui sont désignés comme couvertures de la juste valeur.

(6) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprend respectivement néant et un gain non réalisée de 6 millions de dollars au titre de la variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie visant l'électricité et le gaz qui n'étaient pas efficaces pour contrebalancer la variation de la juste valeur des opérations sous-jacentes.

(7) Le bénéfice net consolidé du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2007 comprend une perte de 4 millions de dollars au titre de la variation de la juste valeur de couvertures de flux de trésorerie visant les taux d'intérêt et le change et de couvertures de la juste valeur qui n'étaient pas efficaces pour contrebalancer la variation de la juste valeur des opérations sous-jacentes.

Gains et pertes non réalisés

Au 30 juin 2007, des gains non réalisés sur les instruments financiers dérivés non réglés de 147 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont compris dans les autres actifs à court terme et de 120 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont inclus dans les autres actifs. Au 30 juin 2007, des pertes non réalisées de 220 millions de dollars (144 millions de dollars au 31 décembre 2006) et de 253 millions de dollars (158 millions de dollars au 31 décembre 2006) découlant des instruments financiers non réglés sont incluses respectivement dans les créditeurs et dans les montants reportés. Au 30 juin 2007, les stocks comprenaient des

pertes non réalisées de 23 millions de dollars (néant au 31 décembre 2006) découlant des rajustements à la valeur des stocks de gaz naturel exclusifs.

Gestion des risques liés au prix de l'énergie, aux taux d'intérêt et aux taux de change

La société a recours à divers contrats pour atténuer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base. Ces contrats sont généralement constitués de ce qui suit.

- Contrats à terme - contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. La société a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer la volatilité respectivement des taux de change et des prix de l'électricité et du gaz.
- Swaps - contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer les fluctuations respectivement des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options - contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée soit à n'importe quel moment durant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer les fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Contrats visant le rendement thermique - contrats prévoyant des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier.

Risque lié au prix de l'énergie

La société est exposée aux fluctuations du prix de l'énergie dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel. Le principal risque survient du fait que les prix du marché pour les produits de base peuvent fluctuer négativement entre le moment où les prix d'achat ou de vente sont établis, ce qui peut amenuiser les marges prévues.

Pour gérer son exposition au risque lié au prix de l'énergie, la société, conformément à des politiques et procédures en matière de gestion des risques généraux, conclut des contrats de vente à moyen et à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour s'assurer qu'elle peut gérer l'ensemble de son portefeuille d'actifs avec la souplesse nécessaire. À cette fin, la société a recours à des instruments tels que les contrats à terme, les swaps, les options et les contrats de rendement thermique.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que des opérations adossées d'achat et de vente de stocks de gaz naturel exclusifs. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir une marge, ce qui élimine par le fait même son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel.

La société évalue sans cesse les contrats d'électricité et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer les risques liés au prix de l'énergie. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer s'ils répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont

pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire (« exception des achats et des ventes dans le cours normal »), qu'ils sont traités comme des contrats à exécuter ou qu'ils répondent à d'autres critères d'exemption cités dans le chapitre 3855.

Risque lié aux taux d'intérêt

La dette à long terme de la société est assortie d'un taux d'intérêt fixe et, par conséquent, la société est assujettie au risque lié aux taux d'intérêt sur les prix. La dette à long terme de la société est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque lié aux taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ces risques, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt, de contrats à terme et d'options.

Investissement dans des établissements étrangers

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars US pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 juin 2007, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 3 585 millions de dollars (3 371 millions de dollars US) et une juste valeur de 3 659 millions de dollars (3 441 millions de dollars US) en tant qu'une partie de cette couverture et des swaps, des contrats de change à terme et des options ayant une juste valeur de 75 millions de dollars (70 millions de dollars US) en tant que couvertures de son placement net.

Placement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)

(en millions de dollars)

	Au 30 juin 2007		Au 31 décembre 2006	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Instruments financiers dérivés				
faisant l'objet de relations de couverture				
Swaps de devises en dollars US				
(échéant entre 2007 et 2013)	75	350 US	58	400 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2007)	–	75 US	(7)	390 US
Options en dollars US				
(échéant en 2007)	–	50 US	(6)	500 US
	<u>75</u>	<u>475 US</u>	<u>45</u>	<u>1 290 US</u>

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

Justes valeurs

Les justes valeurs des instruments financiers sont déterminées par voie de référence au prix indiqué ou demandé, le cas échéant, dans les marchés actifs. En l'absence d'un marché actif, la société détermine la juste valeur en ayant recours à des techniques d'évaluation qui se fondent sur des données de marché observables ou des prix du marché estimatifs. Ces derniers comprennent des comparaisons avec des instruments semblables en présence de prix du marché observables, des modèles d'établissement du prix des options et d'autres techniques d'évaluation utilisées couramment par les intervenants sur le marché. Les justes valeurs déterminées à l'aide des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses au sujet du montant et du moment des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation estimatifs. Pour cerner ces hypothèses, la société se fonde principalement sur des facteurs d'intrant facilement observables sur le marché, notamment les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de devise ainsi que la volatilité des prix et des taux, le cas échéant.

9. Impôts sur les bénéfiques

Au deuxième trimestre de 2007, TCPL a constaté des économies d'impôts d'environ 16 millions de dollars à la suite des modifications à la législation fiscale fédérale canadienne.

Au premier trimestre de 2007, TCPL a comptabilisé des économies d'impôts sur les bénéfiques d'environ 10 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions fiscales sur les bénéfiques ainsi que des économies d'impôts de 5 millions de dollars découlant d'une restructuration interne.

10. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2007 se présente comme suit.

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Coût des services rendus au cours de la période	11	9	1	1
Intérêts débiteurs	18	16	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(20)	(17)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	7	–	–
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	(1)	1
Coût net constaté au titre des avantages	<u>16</u>	<u>16</u>	<u>1</u>	<u>3</u>

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Coût des services rendus au cours de la période	22	18	1	1
Intérêts débiteurs	35	33	3	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(39)	(35)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	12	14	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	(1)	1
Coût net constaté au titre des avantages	<u>32</u>	<u>32</u>	<u>4</u>	<u>7</u>

TCPL est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs éventuels. Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1-800-361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Myles Dougan au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Shela Shapiro au 403-920-7859

Site Internet de TCPL : <http://www.transcanada.com>