

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 29 juillet 2010, 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 2010. 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 2009 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. 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. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2009 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 », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et aux investisseurs éventuels de TCPL de l'information sur TCPL et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales, des projets et de la performance financière anticipés de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement), des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. 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, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les 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 autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (« BAI »), « BAI comparable » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies dans les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et n'ont aucune signification normalisée prescrite par les PCGR. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TCPL a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TCPL, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts de la société. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAI est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

La direction utilise les mesures « résultat comparable », « BAIIA comparable » et « BAI comparable » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAI comparable comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA et le BAI ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, du BAIIA comparable et du BAI comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAI comparable et du BAI avec le bénéfice net et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

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 dans le tableau « Fonds provenant de l'exploitation », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII avec le bénéfice net

Pour les trimestres terminés les 30 juin (non vérifié)(en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	696	747	254	301	(22)	(31)	928	1 017
Amortissement	(251)	(258)	(90)	(87)	-	-	(341)	(345)
BAII comparable⁽¹⁾	445	489	164	214	(22)	(31)	587	672
Postes particuliers :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	-	-	9	-	-	-	9	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	6	(7)	-	-	6	(7)
BAII⁽¹⁾	445	489	179	207	(22)	(31)	602	665
Intérêts débiteurs							(198)	(264)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(15)	(16)
Intérêts créditeurs et autres							(18)	34
Impôts sur le bénéfice							(62)	(95)
Participations sans contrôle							(17)	(8)
Bénéfice net							292	316
Dividendes sur les actions privilégiées							(5)	(5)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							287	311
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis							(6)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							(4)	5
Résultat comparable⁽¹⁾							277	316

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable, le BAII et le résultat comparable.

Pour les semestres terminés les 30 juin (non vérifié)(en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	1 464	1 618	513	591	(48)	(61)	1 929	2 148
Amortissement	(504)	(518)	(180)	(173)	-	-	(684)	(691)
BAII comparable⁽¹⁾	960	1 100	333	418	(48)	(61)	1 245	1 457
Postes particuliers :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	-	-	(19)	-	-	-	(19)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	(15)	(20)	-	-	(15)	(20)
BAII⁽¹⁾	960	1 100	299	398	(48)	(61)	1 211	1 437
Intérêts débiteurs							(392)	(565)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(31)	(30)
Intérêts créditeurs et autres							6	56
Impôts sur le bénéfice							(159)	(209)
Participations sans contrôle							(42)	(37)
Bénéfice net							593	652
Dividendes sur les actions privilégiées							(11)	(11)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							582	641
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis							11	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							11	14
Résultat comparable⁽¹⁾							604	655

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable, le BAII et le résultat comparable.

Au deuxième trimestre de 2010, le bénéfice net de TCPL s'est chiffré à 292 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 287 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 316 millions de dollars et 311 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2009. Le recul de 24 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte de ce qui suit :

- le recul du BAII du secteur des pipelines provenant avant tout de l'incidence négative du fléchissement du dollar US;
- le BAII moindre du secteur de l'énergie surtout en raison du recul des volumes et de la hausse des frais d'exploitation de Bruce A, de la diminution des prix réalisés annulée en partie par l'accroissement des volumes de Bruce B, du recul des produits tirés de stockage exclusif et auprès de tiers de l'entreprise de stockage de gaz naturel ainsi que de l'incidence défavorable du fléchissement du dollar US, ces facteurs ayant été atténué par la hausse des prix réalisés pour l'électricité par les établissements énergétiques de l'Ouest et l'augmentation des produits de capacité des installations énergétiques aux États-Unis;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés et à l'incidence favorable de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US, enrayée partiellement par les pertes inscrites au deuxième trimestre de 2010

comparativement aux gains en 2009 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié à la hausse des taux d'intérêt auquel est exposée la société;

- l'incidence négative sur les intérêts créditeurs et autres des pertes subies au deuxième trimestre de 2010 comparativement aux gains en 2009 découlant des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US et de la conversion des soldes du fonds de roulement attribuables au raffermissement du dollar US;
- les impôts sur le bénéfice moins élevés en raison du recul du résultat avant les impôts et de l'incidence favorable des différences entre les taux d'imposition et des autres ajustements.

L'incidence négative cumulée des pertes subies au deuxième trimestre de 2010 comparativement aux gains inscrits au deuxième trimestre de 2009 découlant des instruments dérivés portant sur les taux de change et les taux d'intérêt qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture et de la conversion des soldes du fonds de roulement s'est établie à 58 millions de dollars.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2010 s'est établi à 277 millions de dollars comparativement au chiffre de 316 millions de dollars inscrit pour la même période en 2009. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2010 ne tient pas compte des gains nets non réalisés de 6 millions de dollars après les impôts (9 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Depuis le 1^{er} janvier 2010, ces gains non réalisés sont retranchés du résultat comparable car ils ne sont pas représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats. Puisque les montants comparatifs de 2009 n'étaient pas importants, ils ont été exclus du calcul du résultat comparable. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2010 et de 2009 ne tient pas compte non plus respectivement de gains non réalisés nets de 4 millions de dollars après les impôts (6 millions de dollars avant les impôts) et de pertes non réalisées nettes de 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur le BAII des entreprises de pipelines et d'énergie aux États-Unis est en grande partie annulée par les répercussions sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US. L'exposition nette qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, le taux de change moyen par rapport au dollar US s'est chiffré à respectivement 1,03 et 1,03 (respectivement 1,17 et 1,21 en 2009).

Pour le premier semestre de 2010, TCPL a affiché un bénéfice net de 593 millions de dollars et un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 582 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 652 millions de dollars et 641 millions de dollars inscrits pour les périodes correspondantes de 2009. Le recul de 59 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte de ce qui suit :

- le recul du BAII du secteur des pipelines s'explique avant tout par l'incidence négative du fléchissement du dollar US, la hausse des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska et le repli des produits tirés de certains pipelines aux États-Unis, annulé en partie par la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;

- le BAII moindre du secteur de l'énergie en raison surtout du recul des volumes et de la hausse des frais d'exploitation de Bruce A, de la diminution des prix réalisés atténuée en partie par la hausse des volumes à Bruce B, de la baisse des prix réalisés aux installations énergétiques de l'Ouest et de la régression du bénéfice à Bécancour, contrée partiellement par l'accroissement des produits tirés de la capacité des installations énergétiques aux États-Unis et le résultat supérieur découlant de la mise en exploitation de Portlands Energy en avril 2009;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés et à l'incidence favorable de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US, enrayée partiellement par les pertes inscrites en 2010 comparativement aux gains en 2009 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié à la hausse des taux d'intérêt auquel est exposée la société;
- l'incidence négative sur les intérêts créditeurs et autres des pertes subies en 2010 comparativement aux gains en 2009 découlant des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US et de la conversion des soldes du fonds de roulement attribuables au raffermissement du dollar US;
- les impôts sur le bénéfice moins élevés en raison du recul du résultat avant les impôts et de l'incidence favorable nette des différences entre les taux d'imposition et des autres ajustements à ce titre.

Le résultat comparable du premier semestre de 2010 s'est établi à 604 millions de dollars comparativement au chiffre de 655 millions de dollars inscrit pour la même période en 2009. Le résultat comparable du premier semestre de 2010 ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 11 millions de dollars après les impôts (19 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Puisque les montants comparatifs de 2009 n'étaient pas importants, ils ont été exclus du calcul du résultat comparable. Le résultat comparable du premier semestre de 2010 et de 2009 ne tient pas compte non plus de pertes non réalisées nettes de respectivement 11 millions de dollars après les impôts (15 millions de dollars avant les impôts) et de 14 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Les résultats de chaque secteur pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2010 sont présentés sous les rubriques « Pipelines » et « Énergie » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Le BAI et le BAIIA comparables du secteur des pipelines se sont chiffrés à 445 millions de dollars et à 960 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, comparativement à 489 millions de dollars et à 1,1 milliard de dollars pour les périodes correspondantes de 2009.

Résultats du secteur des pipelines

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Pipelines au Canada				
Réseau principal au Canada	263	288	528	572
Réseau de l'Alberta	176	177	351	345
Foothills	35	34	68	68
Autres (TQM, Ventures LP)	14	12	27	31
BAIIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾	488	511	974	1 016
Pipelines aux États-Unis				
ANR	61	73	181	206
GTN ⁽²⁾	41	49	86	110
Great Lakes	26	33	59	77
PipeLines LP ⁽²⁾⁽³⁾	22	21	48	50
Iroquois	18	21	37	44
Portland ⁽⁴⁾	1	2	11	16
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	15	14	25	27
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁵⁾	(3)	(3)	(9)	(6)
Participations sans contrôle ⁽⁶⁾	37	34	85	94
BAIIA comparable des pipelines aux États-Unis⁽¹⁾	218	244	523	618
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(10)	(8)	(33)	(16)
BAIIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	696	747	1 464	1 618
Amortissement	(251)	(258)	(504)	(518)
BAII comparable du secteur des pipelines et BAI⁽¹⁾	445	489	960	1 100

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAI comparable et le BAI.

⁽²⁾ Les résultats de GTN tiennent compte de North Baja jusqu'au 1^{er} juillet 2009, date à laquelle le réseau a été vendu à PipeLines LP.

⁽³⁾ Les résultats de PipeLines LP tiennent compte de la participation de 38,2 % de TCPL dans PipeLines LP au cours du premier semestre de 2010 (participation de 32,1 % au premier semestre de 2009).

⁽⁴⁾ Les résultats de Portland tiennent compte de la participation de 61,7 % de TCPL.

⁽⁵⁾ Représentent certains coûts liés au soutien des pipelines de la société au Canada et aux États-Unis.

⁽⁶⁾ Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable pour les parties de PipeLines LP et de Portland n'appartenant pas à TCPL.

Bénéfice net des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Réseau principal au Canada	64	67	130	133
Réseau de l'Alberta	37	40	75	79
Foothills	7	6	13	12

Pipelines au Canada

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 3 millions de dollars, baisse provenant surtout d'une diminution des revenus incitatifs et d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») inférieur, déterminé par l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), qui est passé de 8,57 % en 2009 à 8,52 % en 2010.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, soit respectivement 263 millions de dollars et 528 millions de dollars, est de 25 millions de dollars et 44 millions de dollars moins élevé que le chiffre des périodes correspondantes de 2009, et ce, surtout en raison des produits inférieurs compte tenu des impôts sur le bénéfice et des charges financières moins élevés prévus dans les droits de 2010, qui sont recouverts par imputation à l'exercice et n'influent pas sur le bénéfice net. La diminution des charges financières s'explique avant tout par l'échéance, en 2009 et au début de 2010, de titres d'emprunt assortis d'un coût historique plus élevé.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 37 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 et à 75 millions de dollars pour le premier semestre de l'exercice alors qu'il avait été de 40 millions de dollars et de 79 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2009. L'incidence de la base tarifaire moyenne supérieure en 2010 a été plus qu'annulée par le recul du résultat compte tenu de l'échéance du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009. Le bénéfice net du premier semestre de 2010 tient compte d'un RCA de 8,75 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 35 %. Après l'obtention des approbations réglementaires, qui sont attendues au troisième trimestre de 2010, TCPL constatera l'incidence d'un règlement de trois ans conclu avec les expéditeurs du réseau de l'Alberta, qui comprend un RCA de 9,70 % sur un capital-actions réputé de 40 % et qui sera appliqué rétroactivement au 1^{er} janvier 2010. La société prévoit que ce règlement, une fois approuvé, fera augmenter d'environ 20 millions de dollars le bénéfice net du premier semestre de 2010.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta a été de 176 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 et de 351 millions de dollars pour le premier semestre de l'exercice, alors qu'il avait été de respectivement 177 millions de dollars et 345 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2009. La hausse du chiffre semestriel s'explique par l'accroissement des produits en raison du rendement supérieur lié à la base tarifaire moyenne majorée et du recouvrement d'un amortissement et d'impôts sur le bénéfice plus élevé, annulé en partie par le recul du résultat compte tenu de l'échéance du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009. L'amortissement et les impôts sur le bénéfice sont recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice et n'influent aucunement sur le bénéfice net.

Le BAIIA comparable pour les autres pipelines au Canada au deuxième trimestre et au premier semestre de 2010 s'est chiffré respectivement à 14 millions de dollars et à 27 millions de dollars, comparativement à 12 millions de dollars et à 31 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009.

La diminution pour le semestre terminé le 30 juin 2010 est essentiellement attribuable à un ajustement constaté au deuxième trimestre de 2009 relativement à la décision de l'ONÉ d'augmenter rétroactivement le taux de rendement du capital investi permis de TQM pour 2008 et 2007.

Pipelines aux États-Unis

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à respectivement 61 millions de dollars et 181 millions de dollars, par rapport aux 73 millions de dollars et 206 millions de dollars enregistrés pour les périodes correspondantes de 2009. Le recul s'explique avant tout par l'incidence négative d'un dollar US moins fort et la baisse des produits de transport et de stockage, mais il est contré en partie par la diminution des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA comparable de GTN a reculé de respectivement 8 millions de dollars et 24 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 par rapport aux mêmes périodes en 2009, et ce, en raison de la vente de North Baja à PipeLines LP en juillet 2009 et de l'incidence négative du fléchissement du dollar US; ce recul a été atténué en partie par l'accroissement des produits découlant des nouveaux contrats garantis à long terme et par la baisse des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2010.

Pour le reste des pipelines aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 116 millions de dollars et à 256 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, alors qu'il avait été de 122 millions de dollars et de 302 millions de dollars pour les périodes correspondantes respectives en 2009. Les reculs s'expliquent avant tout par les répercussions négatives d'un dollar US plus faible et de la baisse des produits tirés de Great Lakes et de Portland, annulés en partie par le relèvement du bénéfice de PipeLines LP du fait de l'acquisition de North Baja en juillet 2009.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires, le BAIIA comparable du secteur des pipelines a accusé un recul de respectivement 2 millions de dollars et 17 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 contre les mêmes périodes en 2009, surtout à cause de l'augmentation des coûts d'expansion des affaires liés à la progression du projet de gazoduc de l'Alaska, déduction faite des recouvrements. L'État de l'Alaska a convenu de rembourser à TCPL certains coûts préalables à la construction admissibles, au fur et à mesure qu'ils sont engagés et approuvés par l'État, jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars US. L'État de l'Alaska remboursera à concurrence de 50 % des coûts admissibles engagés avant la fin du premier appel de soumissions exécutoires. La société a lancé un appel de soumissions qui prendra fin le 30 juillet 2010. Après la conclusion du premier appel de soumissions, l'État remboursera à concurrence de 90 % des coûts admissibles. De tels remboursements, ainsi que les dépenses qui s'appliquent, sont partagés proportionnellement avec ExxonMobil, l'associé de TCPL dans la coentreprise d'aménagement du projet de gazoduc de l'Alaska.

Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Foothills		ANR ⁽³⁾		GTN ⁽³⁾	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	6 572	6 566	4 975	4 671	666	717	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	844	1 130	1 723	1 827	680	562	795	867	389	344
Moyenne quotidienne	4,7	6,2	9,5	10,1	3,8	3,1	4,4	4,8	2,2	1,9

- (1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Les volumes de livraison des derniers exercices tiennent compte des livraisons contractuelles; cependant, les habitudes contractuelles des clients ont évolué au cours des dernières années de sorte que les livraisons effectuées permettent de mieux mesurer l'utilisation du système. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 645 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (883 Gpi³ en 2009) pour une moyenne quotidienne de 3,6 Gpi³ (4,9 Gpi³ en 2009).
- (2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 1 740 Gpi³ pour le semestre terminé le 30 juin 2010 (1 848 Gpi³ en 2009) pour une moyenne quotidienne de 9,6 Gpi³ (10,2 Gpi³ en 2009).
- (3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR et de GTN puisque ces réseaux sont exploités conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie

Au 30 juin 2010, TCPL avait consenti des avances de 144 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group (« APG ») relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Les audiences de l'ONÉ pour les plaidoiries finales pour le projet sont terminées et l'ONÉ devrait faire connaître ses conclusions au sujet de la demande de projet en septembre 2010. Le calendrier de réalisation du projet demeure toutefois incertain. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet. Pour TCPL, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

Énergie

Le BAI comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 164 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010, comparativement à celui de 214 millions de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2009. Le BAI comparable au deuxième trimestre de 2010 ne tient pas compte de gains non réalisés nets de 9 millions de dollars découlant des changements de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Aux deuxièmes trimestres de 2010 et de 2009, le BAI comparable ne tenait pas compte respectivement de gains non réalisés nets de 6 millions de dollars et de pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars découlant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Le BAI comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 333 millions de dollars au premier semestre de 2010, comparativement à celui de 418 millions de dollars inscrit au premier semestre de 2009. Le BAI comparable ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 19 millions de dollars découlant

des changements de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Aux premiers semestres de 2010 et de 2009, le BAII comparable ne tenait pas compte de pertes non réalisées nettes de respectivement 15 millions de dollars et 20 millions de dollars découlant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Les postes exclus du résultat comparable sont commentés plus en détail sous les rubriques « Installations énergétiques aux États-Unis » et « Stockage de gaz naturel » dans la présente section.

Résultats du secteur de l'énergie

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	85	59	127	152
Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾	46	60	98	112
Bruce Power	47	102	110	201
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(5)	(11)	(15)	(19)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾	173	210	320	446
Installations énergétiques aux États-Unis				
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽³⁾	81	76	156	118
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(11)	(18)	(23)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾	72	65	138	95
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	20	36	73	75
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)	(4)	(5)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾	18	34	69	70
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽²⁾	(9)	(8)	(14)	(20)
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	254	301	513	591
Amortissement	(90)	(87)	(180)	(173)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	164	214	333	418
Postes particuliers :				
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	9	-	(19)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	6	(7)	(15)	(20)
BAII du secteur de l'énergie⁽²⁾	179	207	299	398

(1) Comprend Portlands Energy depuis avril 2009.

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII.

(3) Comprend la première étape du projet éolien Kibby depuis octobre 2009.

*Installations énergétiques au Canada***BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾⁽²⁾**

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	202	174	366	389
Installations énergétiques de l'Est	65	71	132	140
Autres ⁽³⁾	15	30	37	42
	282	275	535	571
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(99)	(109)	(205)	(207)
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	(7)	(6)	(12)	(15)
	(106)	(115)	(217)	(222)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(45)	(43)	(93)	(87)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(5)	(11)	(15)	(19)
Autres produits	-	2	-	2
BAIIA comparable⁽¹⁾	126	108	210	245

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.

⁽²⁾ Comprend Portlands Energy depuis avril 2009.

⁽³⁾ Comprend les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et de noir de carbone thermique. Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente de gaz naturel aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est est présentée en tant que montant net dans les autres produits. Les résultats comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des autres achats de produits de base revendus et reclassés dans les autres produits.

⁽⁴⁾ Comprend le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre d'exploitation.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	594	572	1 179	1 177
Installations énergétiques de l'Est	395	421	824	776
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 459	2 725	5 114	5 165
Autres achats	73	122	222	307
	3 521	3 840	7 339	7 425
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 573	2 597	4 842	4 650
Installations énergétiques de l'Est	395	419	840	810
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	553	824	1 657	1 965
	3 521	3 840	7 339	7 425
Capacité disponible des centrales				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	94 %	93 %	94 %	92 %
Installations énergétiques de l'Est	97 %	98 %	97 %	98 %

⁽¹⁾ Comprend Portlands Energy depuis avril 2009.

⁽²⁾ Exclut les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.

Au deuxième trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 85 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 202 millions de dollars, soit respectivement 26 millions de dollars et 28 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la même période en 2009. Cette hausse provient surtout de l'augmentation des produits générés par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu de l'accroissement des prix réalisés pour l'électricité. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont remonté de 150 % pour passer de 32 \$ par mégawatt-heure (« MWh ») à 80 \$ par MWh entre le deuxième trimestre de 2009 et celui de 2010. Les ventes sur le marché au comptant représentent 18 % du total des ventes des installations énergétiques de l'Ouest au deuxième trimestre de 2010.

Au premier semestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 127 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 366 millions de dollars, soit respectivement 25 millions de dollars et 23 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour la même période en 2009. Ce recul provient surtout de la baisse des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un BAIIA comparable de 46 millions de dollars et de 98 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, soit 14 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour les mêmes périodes en 2009. Ce recul des produits, attribuable à la diminution des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour et des conditions de vent défavorables aux installations de Cartier énergie éolienne, a été atténué en partie par le résultat supérieur de Portlands Energy, installation mise en service en avril 2009. Les résultats de la centrale de Bécancour sont conformes aux produits tirés de contrats prévus aux termes du contrat

d'approvisionnement en électricité conclu initialement avec Hydro-Québec; ils varient en fonction des cycles d'entretien stipulés dans le contrat.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est vendue sur le marché au comptant pour garantir l'approvisionnement en cas d'arrêt d'exploitation imprévu. La quantité des volumes vendus sur le marché au comptant dépend de la possibilité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts si elles devaient être obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 82 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au deuxième trimestre de 2010, comparativement à 76 % au deuxième trimestre de 2009. 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 avaient conclu, en date du 30 juin 2010, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 4 700 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2010 et 6 700 GWh d'électricité en 2011.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. Par conséquent, la totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats aux deuxièmes trimestres de 2010 et de 2009, ce qui devrait continuer d'être le cas en 2010 et 2011.

Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TCPL) (non vérifié) (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits ⁽¹⁾	197	240	422	461
Charges d'exploitation	(150)	(138)	(312)	(260)
BAIIA comparable⁽²⁾	47	102	110	201
BAIIA comparable de Bruce A⁽²⁾	10	47	23	88
BAIIA comparable de Bruce B⁽²⁾	37	55	87	113
BAIIA comparable⁽²⁾	47	102	110	201
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	72 %	100 %	69 %	99 %
Bruce B	86 %	75 %	92 %	86 %
Capacité cumulée de Bruce Power	82 %	83 %	85 %	90 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	25	-	60	-
Bruce B	47	45	47	45
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	22	-	48	5
Bruce B	-	33	6	41
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 121	1 563	2 110	3 058
Bruce B	1 944	1 662	4 099	3 801
	3 065	3 225	6 209	6 859
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	65 \$	64 \$	64 \$	64 \$
Produits de Bruce B ⁽³⁾	59 \$	70 \$	58 \$	63 \$
Produits cumulés de Bruce Power	60 \$	68 \$	60 \$	63 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant ⁽⁴⁾	75 %	40 %	77 %	38 %

⁽¹⁾ Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 9 millions de dollars et de 14 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (11 millions de dollars et 21 millions de dollars en 2009). Ils comprennent également des pertes non réalisées de néant et de 1 million de dollars pour Bruce B attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés visant l'électricité pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (gains de néant et de 2 millions de dollars en 2009).

⁽²⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.

⁽³⁾ Comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et aux règlements de contrats.

⁽⁴⁾ Toute la production de Bruce B est visée par le mécanisme de prix plancher, y compris les volumes vendus sur le marché au comptant.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a diminué de 55 millions de dollars pour s'établir à 47 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 comparativement à celle de 102 millions de dollars pour la même période en 2009.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est repliée de 37 millions de dollars pour se chiffrer à 10 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010, par rapport au chiffre de 47 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2009, en raison de la baisse des volumes et de la hausse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus ont été plus nombreux. La capacité disponible de Bruce A au deuxième trimestre de 2010

s'est établie à 72 % en raison des 47 jours d'arrêt d'exploitation, comparativement à une capacité disponible de 100 % et aucun jour d'arrêt d'exploitation pendant la même période en 2009.

Par rapport au deuxième trimestre de 2009, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 18 millions de dollars pour passer de 55 millions de dollars à 37 millions de dollars au deuxième trimestre de 2010 et ce, en raison de la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés, atténuée en partie par l'accroissement des volumes étant donné que le nombre de jours d'arrêt d'exploitation a diminué.

Au deuxième trimestre de 2009, le contrat conclu par Bruce B avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a été modifié de manière à ce que, à compter de 2009, les paiements nets annuels reçus aux termes du mécanisme de prix plancher ne soient pas assujettis au remboursement au cours d'exercices futurs. Les paiements de soutien constatés par Bruce B au deuxième trimestre de 2009 comprenaient un montant se rapportant au premier trimestre de 2009. Ce montant avait été exclu du calcul du prix réalisé pour le deuxième trimestre de 2009.

Les montants reçus au cours de l'exercice conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix annuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher moyen annuel. TCPL prévoit actuellement que les prix moyens sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2010 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les six premiers mois de 2010 ne devrait être remboursable.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a reculé de 91 millions de dollars pour se chiffrer à 110 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2010 par rapport à la même période en 2009. Le recul est attribuable à une diminution des volumes et à une augmentation des frais d'exploitation, parce que les jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus ont été plus nombreux à Bruce A, mais il est quelque peu atténué par l'incidence d'un paiement effectué par Bruce B à Bruce A au premier trimestre de 2010 au sujet de modifications apportées en 2009 à un contrat conclu avec l'OEO. L'incidence positive nette pour TCPL en 2010 reflète le pourcentage supérieur de la participation de TCPL dans Bruce A.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du deuxième trimestre de 2010 a été vendue au prix fixe de 64,71 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 64,45 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2009. Toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,96 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2010 et de 48,76 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2009. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe selon lesquels Bruce B reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Le prix réalisé de Bruce B, soit 59 \$ le MWh au cours du deuxième trimestre de 2010, tenait compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des ventes contractuelles. Une grande partie de ces contrats viendra à échéance d'ici la fin de 2010, ce qui devrait faire baisser les prix réalisés de Bruce B au cours d'exercices futurs. Au 30 juin 2010, Bruce B avait vendu à terme environ 1 000 GWh et 300 GWh, représentant la quote-part de TCPL respectivement pour le reste de 2010 et pour 2011.

La capacité globale disponible des centrales en 2010 devrait se situer à un peu plus de 80 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de

Bruce B. Un arrêt d'exploitation prévu a commencé à la fin de février 2010 pour le réacteur 3 de Bruce A et a pris fin vers la fin d'avril 2010. En ce qui concerne Bruce B, un arrêt d'exploitation prévu a commencé vers la mi-mai 2010 pour le réacteur 6, et ce dernier a été remis en service vers la fin de juillet 2010. La durée d'un arrêt d'exploitation à des fins d'entretien du réacteur 5 de Bruce B, prévu pour la mi-octobre 2010, a été réduite de dix semaines à trois semaines.

Au 30 juin 2010, Bruce A avait engagé des coûts d'environ 3,6 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

*Installations énergétiques aux États-Unis***BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis**⁽¹⁾⁽²⁾

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Installations énergétiques ⁽³⁾	244	202	485	457
Capacité	68	54	110	84
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	16	11	42	57
	328	267	637	598
Achats de produits de base revendus ⁽³⁾	(115)	(67)	(257)	(189)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽⁴⁾	(132)	(124)	(224)	(291)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(11)	(18)	(23)
BAIIA comparable ⁽¹⁾	72	65	138	95

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.

⁽²⁾ Comprend la première étape du projet éolien Kibby depuis octobre 2009.

⁽³⁾ Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis est présentée en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les résultats comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et des autres produits et reclassés dans les produits tirés des installations énergétiques.

⁽⁴⁾ Comprend les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 789	1 404	2 680	2 572
Achats	2 061	1 135	4 547	2 394
	3 850	2 539	7 227	4 966
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 669	2 266	6 884	4 406
Électricité vendue au comptant	181	273	343	560
	3 850	2 539	7 227	4 966
Capacité disponible des centrales	92 %	78 %	89 %	68 %

⁽¹⁾ Comprend la première étape du projet éolien Kibby depuis octobre 2009.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est chiffré à 72 millions de dollars, soit 7 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2009. La progression s'explique principalement par la hausse des volumes d'énergie vendus et des produits tirés de la capacité, contrée en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, le BAIIA des installations énergétiques aux États-Unis, à 138 millions de dollars, est de 43 millions de dollars supérieur au chiffre de la période correspondante de 2009, principalement en raison de la hausse des produits tirés de la capacité et de l'ajustement, au premier trimestre de 2010, des frais d'exploitation de Ravenswood en 2009, mais cette augmentation a été annulée en partie par l'incidence négative du repli du dollar US.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les produits des installations énergétiques aux États-Unis sont respectivement passés de 202 millions de dollars à 244 millions de dollars et de 457 millions de dollars à 485 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2009. L'accroissement attribuable avant tout aux volumes supplémentaires d'électricité vendus a été atténué en partie par l'incidence défavorable du repli de la devise américaine et des prix réalisés pour l'électricité. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les produits tirés de la capacité sont passés à respectivement 68 millions de dollars et 110 millions de dollars, accroissement qui découle principalement des prix de la capacité supérieurs en raison de la mise hors service, prévue depuis longtemps et survenue à la fin de janvier 2010, d'une centrale appartenant à la New York Power Authority et qui a été en partie annulé par l'arrêt d'exploitation du réacteur 30 de septembre 2008 à mai 2009. Ce dernier influe davantage sur les produits tirés de la capacité de 2010 compte tenu de la nature des calculs.

Les achats de produits de base revendus se sont élevés à respectivement 115 millions de dollars et 257 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, montants supérieurs à ceux de 67 millions de dollars et de 189 millions de dollars inscrits pour les mêmes périodes en 2009, et ce, principalement en raison de la hausse des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes des engagements de ventes d'électricité en Nouvelle-Angleterre, contrée en partie par l'incidence d'une devise américaine plus faible ainsi que les moindres prix par MWh pour l'électricité visée par des contrats pour le semestre terminé le 30 juin 2010.

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010, les coûts d'exploitation des centrales et autres ont été de 132 millions de dollars, soit 8 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2009. La progression s'explique principalement par la hausse des volumes, contrée en partie par l'incidence positive du fléchissement du dollar US. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les coûts d'exploitation des centrales et autres se sont chiffrés à 224 millions de dollars, soit 67 millions de dollars de moins que pour la période correspondante de 2009, principalement en raison de l'incidence positive du repli du dollar US et de l'effet cumulé de l'ajustement visant un exercice antérieur pour Ravenswood.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, 95 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 89 % pour la même période en 2009. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis 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 des 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 pour les volumes de production d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu, au 30 juin 2010, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 6 800 GWh d'électricité pour le reste de 2010 et 8 600 GWh en 2011, notamment des contrats financiers pour garantir une marge sur la production prévue. Certains volumes contractuels dépendent du taux d'utilisation et, au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrat varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs.

Le BAIIA comparable ne tient pas compte respectivement de gains non réalisés nets de 9 millions de dollars et de pertes non réalisées nettes de 19 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques des États-Unis. Les achats d'électricité ont lieu conformément à des contrats à terme afin de répondre à la plupart des engagements de vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel des installations énergétiques aux États-Unis, ce qui permet à la fois de réduire l'exposition aux fluctuations des prix sur le marché

au comptant et de garantir une marge positive. De plus, la production d'électricité est gérée au moyen de contrats de vente visant une partie de l'électricité devant être produite. Des contrats visant l'achat du combustible requis pour produire l'électricité sont conclus simultanément afin de réduire l'exposition à la volatilité des prix du marché et de garantir des marges positives. Chacun de ces contrats constitue un instrument de couverture économique. Dans certains cas, les contrats ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur compte tenu des prix du marché à terme. Depuis le 1^{er} janvier 2010, les gains et les pertes non réalisés sur ces contrats ont été retranchés du BAIIA comparable car ils ne sont pas représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats. Puisque les montants comparatifs de 2009 n'étaient pas importants, ils ont été exclus du calcul du BAIIA comparable.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est élevé à respectivement 18 millions de dollars et 69 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, comparativement au BAIIA comparable de 34 millions de dollars et de 70 millions de dollars enregistré pour les périodes correspondantes de 2009. La baisse du BAIIA comparable au deuxième trimestre de 2010 est surtout attribuable au recul des produits tirés du stockage exclusif et pour des tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel. La nature saisonnière des activités de stockage de gaz naturel donne généralement lieu à des produits supérieurs en hiver.

Le BAIIA comparable ne comprenait pas les gains non réalisés nets de 6 millions de dollars et les pertes non réalisées nettes de 15 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (pertes de 7 millions de dollars et de 20 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009), lesquelles découlent des changements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Pour gérer le résultat tiré du stockage de gaz naturel exclusif, TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, ce qui lui permet de garantir des marges positives dans l'avenir et d'éliminer par le fait même le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement. La juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif a été calculée en fonction d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾	297	330	593	665
Intérêts divers et amortissement	44	(3)	76	17
Intérêts capitalisés	(143)	(63)	(277)	(117)
	198	264	392	565

⁽¹⁾ Comprend l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Les intérêts débiteurs pour le deuxième trimestre de 2010 se sont établis à 198 millions de dollars, soit 66 millions de dollars de moins que les 264 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2009. À 392 millions de dollars, les intérêts débiteurs pour le semestre terminé le 30 juin 2010 ont diminué de 173 millions de dollars par rapport au montant de 565 millions de dollars constaté pour le semestre terminé le 30 juin 2009. Le recul des intérêts débiteurs s'explique essentiellement par l'augmentation des intérêts capitalisés dans le cadre du financement du programme d'investissement de la société en 2010, notamment pour la construction de Keystone, et par l'incidence positive de fléchissement du dollar US sur les intérêts libellés en dollars US. Ces réductions ont été contrées en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010 et de 700 millions de dollars en février 2009 ainsi que par les pertes inscrites en 2010, comparativement à des gains en 2009, au titre de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société à la hausse des taux d'intérêt.

Au deuxième trimestre de 2010, les intérêts créditeurs et autres ont représenté une charge de 18 millions de dollars, comparativement à un revenu de 34 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les intérêts créditeurs et autres ont été de 6 millions de dollars, soit 50 millions de dollars de moins que le chiffre de 56 millions de dollars inscrit pour le premier semestre de 2009. Les intérêts créditeurs et autres ont subi le contrecoup des pertes constatées en 2010, comparativement à des gains en 2009, attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et à la conversion des soldes des fonds de roulement compte tenu du raffermissement du dollar US.

Pour le deuxième trimestre terminé de 2010, les impôts sur le bénéfice se sont élevés à 62 millions de dollars, tandis qu'ils avaient été de 95 millions de dollars pour la même période en 2009. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les impôts sur le bénéfice se sont chiffrés à 159 millions de dollars, comparativement à 209 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. S'ils sont moins élevés, c'est que le résultat avant les impôts a diminué et que les différences entre les taux d'imposition et d'autres ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice ont eu une incidence nette favorable. Au deuxième trimestre de 2010, la société a constaté des économies d'impôts exigibles et une provision pour les impôts futurs compensatoire en raison de l'amortissement imprévu aux fins de l'impôt aux États-Unis des actifs de Keystone mis en service le 30 juin 2010.

Situation de trésorerie et sources de financement

La situation financière de TCPL et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long terme, en plus de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. La situation de trésorerie de TCPL continue d'être solide, appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, par des soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions d'actions ordinaires et de titres d'emprunt, ainsi que par des lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, décembre 2012, décembre 2012 et février 2013. Au 30 juin 2010, 300 millions de dollars US avaient été prélevés sur ces facilités, auxquelles la société a également recours à l'appui de ses deux programmes de papier commercial au Canada. De plus, la quote-part de TCPL de montants accessibles aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL s'établissait à 165 millions de dollars et les échéances variaient entre 2010 et 2012. Au 30 juin 2010, la société disposait encore de fonds de 2,0 milliards de dollars et 2,75 milliards de dollars US, respectivement en titres d'emprunt aux termes de ses prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Les risques à

l'égard de la situation de trésorerie de TCPL, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Au 30 juin 2010, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 1,1 milliard de dollars, comparativement à 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2009. L'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par les flux de trésorerie liés à l'exploitation, le produit de l'émission de billets de rang supérieur au deuxième trimestre de 2010 et d'actions privilégiées aux premier et deuxième trimestres de 2010, annulée en partie par les dépenses en immobilisations.

Activités d'exploitation

Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	922	686	1 634	1 446
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(316)	236	(200)	331
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	606	922	1 434	1 777

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation se sont repliées de 316 millions de dollars et de 343 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, comparativement aux mêmes périodes de 2009, et ce, en grande partie en raison des hausses du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 922 millions de dollars et à 1,6 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, alors qu'ils avaient été de 686 millions de dollars et de 1,4 milliard de dollars pour les mêmes périodes en 2009. Les hausses constatées pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont essentiellement attribuables aux économies d'impôts en raison de l'amortissement imprévu aux fins de l'impôt aux États-Unis des actifs de Keystone mis en service le 30 juin 2010, annulées en partie par le recul du résultat.

Activités d'investissement

TCPL maintient son engagement à mener à bien le programme d'investissement de 22 milliards de dollars déjà annoncé. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 1,0 milliard de dollars et 2,3 milliards de dollars (1,3 milliard de dollars et 2,4 milliards de dollars en 2009). Elles ont été affectées principalement à la construction de Keystone, à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et à la construction du gazoduc Guadalajara et de la centrale de Coolidge.

Activités de financement

En juin 2010, TCPL a émis des billets de premier rang pour une valeur de 500 millions de dollars US et de 750 millions de dollars US échéant respectivement le 1^{er} juin 2015 et le 1^{er} juin 2040 et portant intérêt aux taux respectifs de 3,40 % et de 6,10 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en décembre 2009. Le produit net de cette

émission a servi à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement de la dette à court terme.

La société est bien placée pour financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie croissants qu'elle génère en interne et à son accès continu aux marchés financiers. TCPL continue d'étudier les occasions de gestion de portefeuille, notamment une participation avec PipeLines LP, dans le cadre de son programme d'investissement.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme totalisant respectivement 1,3 milliard de dollars (néant et 3,1 milliards de dollars en 2009) et la société a remboursé des titres d'emprunt à long terme de respectivement 142 millions de dollars et 283 millions de dollars (18 millions de dollars et 500 millions de dollars en 2009). Les billets à payer ont diminué de 441 millions de dollars et de 9 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, alors qu'ils avaient augmenté de 233 millions de dollars et baissé de 684 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009.

Dividendes

Le 29 juillet 2010, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2010, un dividende trimestriel d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2010. Le dividende est payable le 29 octobre 2010. Le conseil a également déclaré un dividende sur les actions privilégiées de TCPL.

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de TransCanada, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 3 % relativement aux dividendes payables le 29 octobre 2010. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent investir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs afin d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré pour répondre aux exigences de la participation au RRD.

Principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, TCPL doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Les principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique de TCPL demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2009. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2009 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et estimations comptables.

Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2009 de TCPL. Les modifications de conventions comptables futures qui auront des incidences pour la société sont décrites ci-après.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») avait précédemment annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). À titre de société inscrite à la SEC, TCPL a l'option de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. TCPL avait déclaré antérieurement que la société prévoyait préparer ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011. Avant que ne surviennent les faits dont il est question ci-dessous, le projet de passage aux IFRS de la société se déroulait tel que prévu en vue de respecter la date de conversion du 1^{er} janvier 2011.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique actuellement des conventions comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés et conformes aux normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») établies selon les PCGR des États-Unis. Selon la CATR, pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges peut différer de celui qui est autrement prévu aux termes des PCGR du Canada. Ces écarts temporaires sont constatés sous les actifs réglementaires et les passifs réglementaires dans le bilan consolidé de TCPL et ils représentent les droits et les obligations courants quant aux flux de trésorerie que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents. En date du 30 juin 2010, TCPL a constaté des actifs réglementaires de 1,7 milliard de dollars et des passifs réglementaires de 0,4 milliard de dollars au titre de la CATR ainsi que certaines autres répercussions liées à la CATR.

En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés qui proposait une certaine forme de CATR conformément aux IFRS. Jusqu'à maintenant, l'IASB n'a pas approuvé de norme relative à la CATR et TCPL ne prévoit pas qu'une telle norme définitive conformément aux IFRS sera en vigueur pour 2011. Par conséquent, en juillet 2010, le CNC de l'ICCA a publié un exposé-sondage visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR et qui, s'il est approuvé, permettrait à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant deux ans. Le CNC devrait rendre une décision finale à ce titre d'ici la fin de 2010. En raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment, de la portée et de l'adoption éventuelle d'une norme relative à la CATR conformément aux IFRS, si l'exposé-sondage du CNC est approuvé, TCPL prévoit reporter l'adoption des IFRS et continuer de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada afin de continuer d'appliquer la CATR. Pendant la période de report, TCPL continuera de surveiller activement les faits nouveaux au sujet de l'IASB en ce qui a trait à la CATR. Si l'exposé-sondage du CNC n'est pas approuvé ou si l'IASB n'a pas approuvé

de norme relative à la CATR au cours de la période de report de deux ans qui permette à la société d'établir ses états financiers consolidés de façon à tenir compte de ses activités à tarifs réglementés de façon appropriée, TCPL estime qu'elle réévaluera sa décision d'adopter les IFRS et réexaminera la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis.

En raison de ces faits nouveaux relativement à la CATR conformément aux IFRS, TCPL ne peut évaluer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs. La société continuera de surveiller les faits nouveaux au sujet des IFRS autres que ceux concernant la CATR et leur incidence éventuelle pour TCPL.

Obligations contractuelles

Au 30 juin 2010, TCPL avait conclu des ententes totalisant près de 530 millions de dollars en vue de l'achat de matériaux et de services de construction pour le projet de gazoduc Bison et le projet éolien de Cartier Énergie. Outre ces engagements et les paiements supérieurs prévus au titre de la dette à long terme à la suite des émissions de nouveaux titres d'emprunt, dont il est question sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2009 et le 30 juin 2010, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2009 de TCPL.

Instruments financiers et gestion des risques

TCPL continue de gérer et de surveiller les risques de crédit lié aux contreparties, de liquidité et de marché auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers sont incluses sous le poste Débiteurs et autres créances du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 juin 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 juin 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 348 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

Stocks de gaz naturel

Au 30 juin 2010, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif, déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente, s'établissait à

51 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2009). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 a donné lieu respectivement à un gain non réalisé net de 4 millions de dollars avant les impôts et à une perte non réalisée nette de 20 millions de dollars avant les impôts, lesquels ont été constatés respectivement en tant qu'une augmentation et une diminution des produits et des stocks (pertes de 6 millions de dollars et de 29 millions de dollars pour les périodes respectives de 2009). Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des gains non réalisés nets de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars avant les impôts (pertes de 1 million de dollars et gains de 9 millions de dollars en 2009), montants constatés dans les produits.

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel déterminé. Elle est calculée en présumant d'un intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative. La VaR consolidée de TCPL était de 7 millions de dollars au 30 juin 2010 (12 millions de dollars au 31 décembre 2009). Le recul depuis le 31 décembre 2009 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 30 juin 2010, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,4 milliards de dollars (8,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 9,7 milliards de dollars (9,2 milliards de dollars US). Au 30 juin 2010, un montant de 20 millions de dollars (96 millions de dollars au 31 décembre 2009) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2010		31 décembre 2009	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2010 à 2014)	37	2 100 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	(17)	550 US	9	765 US
Options de change en dollars US (échéant en 2010)	-	-	1	100 US
	20	2 650 US	96	2 715 US

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

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2010		31 décembre 2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 126	1 126	979	979
Débiteurs et autres créances ⁽²⁾⁽³⁾	1 343	1 384	1 433	1 484
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	618	618	845	845
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	20	20	23	23
	3 107	3 148	3 280	3 331
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 697	1 697	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 291	1 291	1 532	1 532
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 240	2 240	2 069	2 069
Intérêts courus	369	369	380	380
Dette à long terme	17 845	21 125	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 050	1 072	1 036	976
Dette à long terme des coentreprises	911	1 011	965	1 025
	25 403	28 805	24 333	27 046

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2010 comprenait des gains de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2009) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 150 millions de dollars US (300 millions de dollars US en 2009) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers.

⁽²⁾ Au 30 juin 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 868 millions de dollars (968 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les débiteurs, de 42 millions de dollars dans les autres actifs à court terme (néant au 31 décembre 2009) et de 453 millions de dollars (488 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les actifs incorporels et autres actifs.

- (3) Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme qui sont inscrits à la juste valeur.
- (4) Au 30 juin 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 262 millions de dollars (1 507 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les créditeurs et de 29 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

30 juin 2010

(non vérifié)

(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	210 \$	146 \$	-	29 \$
Passifs	(158)\$	(145)\$	(20)\$	(90)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	13 165	117	-	-
Ventes	14 285	89	-	-
En dollars CA	-	-	-	960
En dollars US	-	-	1 143 US	1 525 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 juin 2010	(10)\$	3 \$	(11)\$	(13)\$
Semestre terminé le 30 juin 2010	(26)\$	5 \$	(11)\$	(17)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 juin 2010	15 \$	(17)\$	(6)\$	(6)\$
Semestre terminé le 30 juin 2010	37 \$	(29)\$	2 \$	(10)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	124 \$	1 \$	-	9 \$
Passifs	(237)\$	(54)\$	(37)\$	(116)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	14 792	63	-	-
Ventes	15 209	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 975 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 juin 2010	(36)\$	(6)\$	-	(9)\$
Semestre terminé le 30 juin 2010	(43)\$	(9)\$	-	(19)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2012	2010- 2014	2011-2020

(1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la

comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

- (2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité et au gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 9 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au deuxième trimestre de 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2010 comprenait, respectivement, des gains de 7 millions de dollars et des pertes de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2009*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	-	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 275	238	180	-	-
Ventes	13 185	194	180	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	574
En dollars US	-	-	-	444 US	1 325 US
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	(2)\$	10 \$	(5)\$	1 \$	27 \$
Semestre terminé le 30 juin 2009	19 \$	(25)\$	2 \$	2 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	20 \$	(39)\$	2 \$	11 \$	(5)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	30 \$	(13)\$	(1)\$	17 \$	(9)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	-	-	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	-	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 641	33	-	-	-
Ventes	14 311	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	120 US	1 825 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	52 \$	(10)\$	-	-	(10)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	78 \$	(20)\$	-	-	(17)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2010-2015	2010-2014	s.o.	2010-2014	2010-2020

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

(2) Au 31 décembre 2009.

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.

(4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US au 31 décembre 2009. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, s'établissant respectivement à

1 million de dollars et à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au deuxième trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

- (6) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009 comprenait, respectivement, des pertes de 4 millions de dollars et des gains de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	30 juin 2010	31 décembre 2009
À court terme		
Autres actifs à court terme	311	315
Créditeurs	(406)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	228	260
Montants reportés	(451)	(272)

Contrôles et procédures

Au 30 juin 2010, 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 une évaluation de l'efficacité des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la 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 procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 30 juin 2010.

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.

Perspectives

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat en 2010 sont relativement inchangées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2009 de TCPL puisque la société prévoit que le BAIIA moindre de Keystone sera contré par la hausse des intérêts capitalisés. Bien que les attentes de la société à l'égard des prix de l'électricité sur le marché se soient améliorées au deuxième trimestre de 2010, le BAII de l'entreprise d'électricité est toujours soumis à la volatilité des prix de l'électricité sur le marché. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2009 de TCPL.

Faits nouveaux

Pipelines

Keystone

Le remplissage de la canalisation de la première phase de l'oléoduc Keystone s'est terminé en juin 2010 et, le 30 juin 2010, l'oléoduc a été mis en exploitation commerciale. La première phase de Keystone a son point d'origine à Hardisty, en Alberta, et dessert les marchés de Wood River et de Patoka, en Illinois, avec une capacité nominale initiale de 435 000 barils par jour (« b/j »). L'approbation de l'ONÉ prévoit la mise en exploitation de Keystone à une pression maximale d'exploitation (« PME ») moindre, ce qui diminuera la capacité d'expédition en deçà de la capacité nominale initiale. Conformément aux exigences de l'ONÉ, des inspections supplémentaires à l'intérieur des canalisations du tronçon canadien ont été effectuées. L'analyse des données recueillies dans le cadre de ces inspections, tous les travaux de remise en état nécessaires et l'élimination des restrictions au sujet de la PME devraient être terminés au quatrième trimestre de 2010.

La construction de la deuxième phase de Keystone devrait porter à 591 000 b/j la capacité nominale de l'oléoduc et prolonger celui-ci jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Elle a commencé au deuxième trimestre de 2010 et devrait être mise en exploitation commerciale au premier trimestre de 2011.

Keystone prévoit construire et exploiter un agrandissement et un prolongement du pipeline qui fourniront une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2013. L'expansion de Keystone s'étendra de Hardisty jusqu'à un point de livraison situé à proximité de terminaux déjà en exploitation à Port Arthur, au Texas. En mars 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de la société pour construire et exploiter le tronçon canadien de l'expansion de l'oléoduc Keystone. En avril 2010, le Département d'État des États-Unis, organisme chargé des approbations réglementaires fédérales, a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental qui concluait que l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique aurait des incidences environnementales limitées. En juin 2010, le département d'État a sollicité l'opinion de certains ministères et organismes fédéraux, notamment, le département de l'Énergie et l'agence de protection de l'environnement des États-Unis, à savoir si l'octroi des approbations pour Keystone serait dans l'intérêt national, en leur demandant de fournir leur réponse d'ici septembre 2010. Après consultation de ces organismes, le département d'État a décidé de mettre à leur disposition l'énoncé d'impact environnemental final avant que ne débute la période de 90 jours au cours de laquelle ils doivent communiquer leurs commentaires au département d'État. Si l'approbation réglementaire est reçue au premier trimestre de 2011, la construction devrait commencer peu de temps après.

Afin de répondre à l'importante demande des marchés, la société examine la possibilité d'attirer la production de pétrole brut de la formation schisteuse de Bakken, dans le bassin Williston au Montana et dans le Dakota du Nord, pour l'acheminer aux grands marchés de raffinage américains au moyen de l'oléoduc Keystone. La définition des modalités commerciales et de la portée du projet est en cours, et la société prévoit lancer un appel de soumissions au troisième trimestre de 2010. La mise en service commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2013, sous réserve des résultats de l'appel de soumissions.

Les dépenses en immobilisations totales prévues devraient s'établir à quelque 12 milliards de dollars US. Jusqu'ici, elles tournent autour de 6 milliards de dollars US, y compris un montant d'environ 800 millions de dollars US pour l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique,

et le solde de 6 milliards de dollars US sera engagé d'ici la fin de 2012. Les coûts en capital liés à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage avec les clients des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

Bien que la première phase de Keystone ait été mise en exploitation commerciale, tous les flux de trésorerie liés à Keystone devraient être capitalisés jusqu'à ce que les restrictions au sujet de la PME soient éliminées. TCPL prévoit que Keystone commencera à produire un BAIIA au quatrième trimestre de 2010, lorsque les restrictions au sujet de la PME pour le tronçon canadien devraient être éliminées, et le BAIIA devrait s'accroître en 2011, en 2012 et en 2013, avec l'entrée en service des étapes subséquentes du projet. Compte tenu des engagements à long terme contractés à l'égard d'un volume de 910 000 b/j, Keystone pourrait être en mesure de dégager un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à 1,1 million b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. Dans l'avenir, la capacité de Keystone pourra, de manière économique, être portée de 1,1 million b/j à 1,5 million b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Trois entités, ayant chacune conclu un accord de services de transport pour la deuxième phase du pipeline Keystone, ont présenté des exposés distincts contre certaines filiales de Keystone appartenant à TCPL à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, sollicitant des mesures de redressement déclaratoires ou des dommages-intérêts de divers montants. Seul un de ces exposés de demande a été signifié aux filiales de Keystone. La société croit que chacun de ces exposés de demande est sans mérite et elle se défendra vigoureusement contre ces actions.

Réseau principal au Canada

Pour toute année donnée, les droits pour le réseau principal au Canada sont fondés sur les volumes de livraison projetés pour l'année. Selon les prévisions actuelles, les volumes de livraison prévus pour 2010 devraient être inférieurs à ceux utilisés pour déterminer les droits pour 2010. Par conséquent, les produits devraient être de 10 % à 15 % moins élevés que ceux prévus. Ce manque à gagner dans les produits devrait être perçu dans les droits futurs.

TCPL a élaboré une proposition détaillée au sujet de la conception tarifaire, des services et du modèle commercial qui tient compte de l'évolution du marché. Cette proposition a été présentée aux clients à la fin du premier trimestre de 2010 et les discussions avec les clients à ce sujet se poursuivent. Un dossier connexe devrait être déposé auprès de l'ONÉ d'ici la fin de l'exercice.

Dans le but de conserver ses marchés et son avantage concurrentiel, TCPL a signé des ententes pour une période de dix ans prévoyant le transport de 100 000 gigajoules par jour de gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus de Niagara, en Ontario jusqu'aux marchés de l'est du Canada. En raison de l'intérêt manifesté par ses clients, TCPL a lancé un nouvel appel de soumissions pour une nouvelle capacité depuis de Niagara et Chippawa, en Ontario.

Réseau de l'Alberta

En juin 2010, TCPL a conclu un accord de trois ans avec les expéditeurs du réseau de l'Alberta et d'autres intéressés, et la société a déposé auprès de l'ONÉ une demande au sujet du règlement sur les besoins en produits pour la période allant de 2010 à 2012. Le règlement prévoit un coût du capital tenant compte d'un taux de RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % et

comprend un montant fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration convenus et réels sera à la charge de TCPL. Tous les autres éléments de coûts dans les besoins en produits seront comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. TCPL prévoit que l'ONÉ approuvera le règlement pendant le troisième trimestre de 2010.

TCPL prévoit déposer une demande d'approbation des droits définitifs en 2010, dans l'attente de l'approbation, par l'ONÉ, de la demande au sujet du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012 et de la demande visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration commerciale et opérationnelle de celui-ci au réseau de Canadian Utilities Limited (ATCO Pipelines).

Les travaux de construction du pipeline Groundbirch devraient commencer en août 2010 et le gazoduc devrait entrer en service d'ici novembre 2010. Ce gazoduc, une fois achevé, prolongera le réseau de l'Alberta et raccordera les approvisionnements gaziers des gaz de schiste de la formation de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le coût du projet est évalué à près de 200 millions de dollars avec des contrats de transport garanti qui atteindront 1,1 milliard de pieds cubes par jour d'ici 2014.

TCPL a continué à faire progresser le projet de Horn River, gazoduc qui reliera les approvisionnements de gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique au réseau de l'Alberta. Sous réserve de l'obtention des autorisations requises, ce projet d'environ 310 millions de dollars devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2012 et les volumes contractuels de gaz naturel devraient atteindre près de 540 millions de pieds cubes par jour d'ici 2014.

TCPL continue de recevoir des demandes supplémentaires de service de transport garanti dans le cadre des projets de Horn River et de Groundbirch.

Foothills

En juin 2010, TCPL a conclu un accord en vue de l'établissement d'un coût du capital pour le réseau de Foothills qui se fonde sur un RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2010 à 2012. Les droits définitifs pour 2010 ont été approuvés par l'ONÉ en date du 1^{er} juillet 2010.

TQM

L'ONÉ a approuvé, en juin 2010, les droits définitifs de 2009 présentés par TQM fondés sur un taux de rendement de la base tarifaire correspondant à un coût moyen pondéré du capital après impôts de 6,4 %.

Alaska

L'appel de soumissions pour le projet de gazoduc de l'Alaska s'est terminé le 30 juillet 2010. Pendant la durée de l'appel de soumissions de 90 jours, les expéditeurs éventuels en ont évalué les mérites et le projet de gazoduc de l'Alaska a fourni de l'information aux expéditeurs éventuels en Alaska et au Canada au sujet de l'ingénierie, des modalités commerciales, des coûts estimatifs et des calendriers prévus pour le projet.

Les expéditeurs intéressés présenteront des soumissions commerciales avant l'échéance de l'appel de soumissions. Il est courant, pour les projets pipeliniers complexes et de grande envergure, de recevoir

des soumissions conditionnelles de la part des expéditeurs. Le projet de gazoduc de l'Alaska collaborera avec les expéditeurs afin de résoudre toutes les questions pour lesquelles il exerce un contrôle. D'autres questions clés, notamment les modalités fiscales de l'Alaska et l'accès aux ressources gazières à Point Thomson, en Alaska, devront être résolues entre les expéditeurs et l'État de l'Alaska. Le projet de gazoduc de l'Alaska s'attend à terminer ces discussions et à annoncer les résultats de l'appel de soumissions d'ici la fin de 2010.

Bison

TCPL a obtenu l'approbation finale pour la mise en chantier de la majeure partie du projet de gazoduc Bison en juillet 2010. Les approbations pour le reste du pipeline sont attendues au troisième trimestre de 2010. La société a entrepris, en juillet 2010, la construction du projet de 600 millions de dollars US, dont la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2010.

Great Lakes

Le 15 juillet 2010, la *Federal Energy Regulatory Commission* (« FERC ») a approuvé sans aucune modification la stipulation et l'entente au sujet du règlement conclu entre Great Lakes, les participants actifs et le personnel du tribunal de la FERC. La stipulation et l'entente approuvées s'appliqueront à tous les expéditeurs actuels et futurs sur le réseau de Great Lakes. La société ne prévoit pas que le règlement aura des répercussions importantes sur les résultats de Great Lakes dans le contexte du marché actuel.

Énergie

Halton Hills

La centrale électrique de Halton Hills en est aux dernières étapes de la mise en service. L'installation de 700 millions de dollars devrait entrer en exploitation au troisième trimestre de 2010, dans le respect du calendrier et du budget. L'électricité produite par la centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel située près de Halton Hills, en Ontario, sera vendue à l'OEO aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans.

Bécancour

En juin 2010, Hydro-Québec a informé TCPL qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger l'entente visant à interrompre complètement la production d'électricité à la centrale de Bécancour pendant toute l'année 2011. Aux termes de l'entente initiale signée en juin 2009, Hydro-Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption chaque année, jusqu'à ce que la demande régionale d'électricité se rétablisse. Aux termes de cette entente, TCPL continue de toucher des paiements d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal.

Ravenswood

En septembre 2008, TCPL a connu une situation l'obligeant à mettre hors service le réacteur 30 d'une puissance de 972 MW à Ravenswood. Les assureurs ayant reçu la demande d'indemnisation pour les pertes découlant de l'interruption de la production et les dommages physiques ont refusé la demande en fonction des renseignements présentés jusqu'à maintenant; ils ont toutefois invité TCPL à prendre part à des discussions en vue d'un règlement. TCPL a présenté une demande d'indemnisation contre les

assureurs afin de se prévaloir de ses droits aux termes des polices d'assurance. Aucun montant n'a été comptabilisé relativement aux demandes d'indemnisation pour les pertes découlant de l'interruption.

Sundance B

Au deuxième trimestre de 2010, Sundance B a connu une situation donnant lieu à l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 3, que l'exploitant de l'installation a déterminé être un cas de force majeure. Jusqu'à maintenant, l'exploitant n'a pas fourni d'information à l'appui de la survenance d'un cas de force majeure. Par conséquent, TCPL a constaté les produits aux termes de la CAE comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal.

Oakville

TCPL continue de collaborer avec la ville d'Oakville et la province de l'Ontario en vue de l'obtention des permis pour la centrale électrique de 900 MW située à Oakville. Un rapport d'examen environnemental final devrait être présenté au ministère de l'Environnement de l'Ontario en août 2010. Au 30 juin 2010, TCPL avait capitalisé des coûts de 62 millions de dollars dans le cadre du projet.

Projet éolien Kibby

Les travaux de construction se poursuivent dans le cadre de la deuxième phase du projet éolien Kibby, qui prévoit une capacité de production de 66 MW et l'installation de 22 autres éoliennes. Au 30 juin 2010, 12 éoliennes avaient été érigées, en avance sur le calendrier. La deuxième phase du projet devrait entrer en exploitation au quatrième trimestre de 2010.

Projets de lignes de transport d'électricité

En mai 2010, la société a annoncé qu'elle avait mené à bien un appel de soumissions fructueux pour le projet de transport d'électricité Zephyr (« Zephyr ») et qu'elle avait reçu des ententes signées pour la capacité totale d'énergie éolienne, soit 3 000 mégawatts (« MW ») de la part de sociétés d'aménagement d'énergie renouvelable du Wyoming. La société doit disposer de l'appui des principaux marchés et d'un cadre réglementaire favorable avant d'entreprendre des activités de sélection d'un site et d'obtention de permis de construction. Le projet Zephyr, qui prévoit l'aménagement d'une ligne de 1 600 kilomètres (1 000 milles) de 500 kilovolts de courant continu à haute tension, devrait coûter près de 3 milliards de dollars US et entrer en exploitation commerciale vers la fin de 2015 ou au début de 2016.

TCPL continue de faire avancer le projet de transport d'électricité Chinook qui prévoit l'aménagement d'une ligne de 500 kilovolts de courant continu à haute tension à partir du Montana et a prolongé l'appel de soumissions jusqu'au 16 décembre 2010.

Renseignements sur les actions

Au 27 juillet 2010, TCPL avait 660 millions d'actions ordinaires, 4 millions d'actions privilégiées de série U et 4 millions d'actions de série Y émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2010		2009				2008	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	1 923	1 955	1 986	2 049	1 984	2 162	2 234	2 145
Bénéfice net	292	301	384	343	316	336	274	383
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,43 \$	0,46 \$	0,58 \$	0,55 \$	0,52 \$	0,55 \$	0,47 \$	0,70 \$

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Dans 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 réglementées, les produits et le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des paiements de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le BAI et le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le BAI du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2010 comprenait des gains non réalisés nets de 9 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait également des gains non réalisés nets de 6 millions de dollars avant les impôts (4 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le bénéfice net comprenait des pertes de 58 millions de dollars en 2010 comparativement aux gains inscrits en 2009 découlant des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture et de la conversion des soldes du fonds de roulement.
- Le BAI du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2010 comprenait des pertes non réalisées nettes de 28 millions de dollars avant les impôts (17 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des

installations aux États-Unis. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait également des pertes non réalisées nettes de 21 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

- Au quatrième trimestre de 2009, le BAII du secteur des pipelines comprenait un gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts (18 millions de dollars après les impôts) attribuable à la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP après l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le bénéfice net comprenait des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars découlant de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario.
- Au troisième trimestre de 2009, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 14 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Au deuxième trimestre de 2009, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAII de l'entreprise d'énergie comprenait également l'apport de la centrale de Portlands Energy, qui est entrée en exploitation en avril 2009, ainsi que l'incidence négative des prix de l'électricité réalisés généralement inférieurs pour les installations énergétiques de l'Ouest.
- Au premier trimestre de 2009, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Au quatrième trimestre de 2008, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le bénéfice net comprenait des pertes non réalisées nettes de 57 millions de dollars avant les impôts (39 millions de dollars après les impôts) en raison de la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt, mais qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture.
- Au troisième trimestre de 2008, le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport résultant de l'acquisition de Ravenswood en août 2008. Le bénéfice net comprenait des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.

États consolidés des résultats

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	1 923	1 984	3 878	4 146
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	764	792	1 511	1 607
Achats de produits de base revendus	216	182	472	411
Amortissement	341	345	684	691
	1 321	1 319	2 667	2 709
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	198	264	392	565
Intérêts débiteurs des coentreprises	15	16	31	30
Intérêts créditeurs et autres	18	(34)	(6)	(56)
	231	246	317	539
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	371	419	794	898
Impôts sur le bénéfice				
Exigibles	(198)	37	(118)	91
Futurs	260	58	277	118
	62	95	159	209
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	17	8	39	32
Participation sans contrôle dans Portland	-	-	3	5
	17	8	42	37
Bénéfice net	292	316	593	652
Dividendes sur les actions privilégiées	(5)	(5)	(11)	(11)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	287	311	582	641

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	292	316	593	652
Amortissement	341	345	684	691
Impôts futurs	260	58	277	118
Participations sans contrôle	17	8	42	37
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(12)	(23)	(44)	(57)
Autres	24	(18)	82	5
	922	686	1 634	1 446
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(316)	236	(200)	331
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	606	922	1 434	1 777
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(992)	(1 263)	(2 268)	(2 386)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	(115)	-	(249)
Montants reportés et autres	8	(85)	(208)	(259)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(984)	(1 463)	(2 476)	(2 894)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(280)	(239)	(546)	(468)
Avances reçues de la société mère	15	1 065	398	1 057
Distributions versées aux participations sans contrôle	(23)	(19)	(44)	(40)
Billets émis à payer (remboursés), montant net	(441)	233	(9)	(684)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 306	-	1 316	3 060
Réduction de la dette à long terme	(142)	(18)	(283)	(500)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	70	92	78	108
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(113)	(33)	(139)	(56)
Actions ordinaires émises	402	52	402	126
Rentrées nettes liées aux activités de financement	794	1 133	1 173	2 603
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	33	(60)	16	(34)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	449	532	147	1 452
Trésorerie et équivalents de trésorerie Au début de la période	677	2 220	979	1 300
Trésorerie et équivalents de trésorerie À la fin de la période	1 126	2 752	1 126	2 752
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur le bénéfice payés, déduction faite des remboursements	39	56	43	113
Intérêts payés, déduction faite des intérêts capitalisés	129	274	372	537

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés*(non vérifié)**(en millions de dollars)***30 juin
2010****31 décembre
2009****ACTIF****Actif à court terme**

Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 126	979
Débiteurs	1 102	968
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	618	845
Stocks	454	511
Autres	704	701

	4 004	4 004
--	--------------	-------

Immobilisations corporelles

	35 101	32 879
--	---------------	--------

Écart d'acquisition	3 807	3 763
----------------------------	--------------	-------

Actifs réglementaires	1 483	1 524
------------------------------	--------------	-------

Actifs incorporels et autres actifs	2 167	2 500
--	--------------	-------

	46 562	44 670
--	---------------	--------

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

Billets à payer	1 697	1 687
-----------------	--------------	-------

Créditeurs	2 105	2 191
------------	--------------	-------

Intérêts courus	369	380
-----------------	------------	-----

Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	587	478
---	------------	-----

Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	116	212
---	------------	-----

	4 874	4 948
--	--------------	-------

Montant à rembourser à TransCanada Corporation

	2 240	2 069
--	--------------	-------

Passifs réglementaires	313	385
-------------------------------	------------	-----

Montants reportés	947	743
--------------------------	------------	-----

Impôts futurs	3 043	2 893
----------------------	--------------	-------

Dette à long terme	17 258	16 186
---------------------------	---------------	--------

Dette à long terme des coentreprises	795	753
---	------------	-----

Billets subordonnés de rang inférieur	1 050	1 036
--	--------------	-------

	30 520	29 013
--	---------------	--------

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP	714	705
---	------------	-----

Participation sans contrôle dans Portland	83	80
---	-----------	----

	797	785
--	------------	-----

Capitaux propres	15 245	14 872
-------------------------	---------------	--------

	46 562	44 670
--	---------------	--------

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	287	311	582	641
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	227	(113)	80	(151)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(79)	96	(20)	96
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(44)	37	(121)	64
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⁾	(3)	(9)	(2)	(5)
Autres éléments du résultat étendu	101	11	(63)	4
Résultat étendu	388	322	519	645

⁽¹⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 45 millions de dollars et de 15 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (charge de 6 millions de dollars et de néant pour les périodes respectives en 2009).

⁽²⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 34 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (charge de 48 millions de dollars et de 52 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars et de 84 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (charge de 19 millions de dollars et de 16 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 16 millions de dollars et de 17 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 (recouvrement de 1 million de dollars et de néant pour les périodes respectives en 2009).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	80	-	80
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(20)	-	(20)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(121)	(121)
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⁾	-	(2)	(2)
Solde au 30 juin 2010	(532)	(163)	(695)
<hr/>			
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(151)	-	(151)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	96	-	96
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	64	64
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)	(5)
Solde au 30 juin 2009	(434)	(34)	(468)

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 15 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2010 (recouvrement de néant en 2009).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 8 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2010 (charge de 52 millions de dollars en 2009).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 84 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2010 (charge de 16 millions de dollars en 2009).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 17 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2010 (charge de néant en 2009).

(5) Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 74 millions de dollars (45 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

*(non vérifié)**(en millions de dollars)*

Semestres terminés les 30 juin

2010

2009

Actions ordinaires

Solde au début de la période

10 649

8 973

Produit de l'émission d'actions ordinaires

402

126

Solde à la fin de la période

11 051

9 099

Actions privilégiées

Solde au début et à la fin de la période

389

389

Surplus d'apport

Solde au début de la période

335

284

Autres

4

2

Solde à la fin de la période

339

286

Bénéfices non répartis

Solde au début de la période

4 131

3 789

Bénéfice net

593

652

Dividendes sur les actions ordinaires

(552)

(494)

Dividendes sur les actions privilégiées

(11)

(11)

Solde à la fin de la période

4 161

3 936

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Solde au début de la période

(632)

(472)

Autres éléments du résultat étendu

(63)

4

Solde à la fin de la période

(695)

(468)

3 466

3 468

Total des capitaux propres

15 245

13 242

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 2009. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements 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 considérées. 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 2009 compris dans le rapport annuel 2009 de TCPL. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Dans 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 réglementées, les produits et le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des paiements de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Pour dresser les états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et 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

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2009 de TCPL. Les modifications de conventions comptables futures qui auront des incidences pour la société sont décrites ci-après.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») avait précédemment annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). À titre de société inscrite à la SEC, TCPL a l'option de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. TCPL avait déclaré antérieurement que la société prévoyait préparer ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011. Avant que ne surviennent les faits dont il est question ci-dessous, le projet de passage aux IFRS de la société se déroulait tel que prévu en vue de respecter la date de conversion du 1^{er} janvier 2011.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique actuellement des conventions comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés et conformes aux normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») établies selon les PCGR des États-Unis. Selon la CATR, pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges peut différer de celui qui est autrement prévu aux termes des PCGR du Canada. Ces écarts temporaires sont constatés sous les actifs réglementaires et les passifs réglementaires dans le bilan consolidé de TCPL et ils représentent les droits et les obligations courants quant aux flux de trésorerie que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents. En date du 30 juin 2010, TCPL a constaté des actifs réglementaires de 1,7 milliard de dollars et des passifs réglementaires de 0,4 milliard de dollars au titre de la CATR ainsi que certaines autres répercussions liées à la CATR .

En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés qui proposait une certaine forme de CATR conformément aux IFRS. Jusqu'à maintenant, l'IASB n'a pas approuvé de norme relative à la CATR et TCPL ne prévoit pas qu'une telle norme définitive conformément aux IFRS sera en vigueur pour 2011. Par conséquent, en juillet 2010, le CNC de l'ICCA a publié un exposé-sondage visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR et qui, s'il est approuvé, permettrait à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant deux ans. Le CNC devrait rendre une décision finale à ce titre d'ici la fin de 2010. En raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment, de la portée et de l'adoption éventuelle d'une norme relative à la CATR conformément aux IFRS, si l'exposé-sondage du CNC est approuvé, TCPL prévoit reporter l'adoption des IFRS et continuer de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada afin de continuer d'appliquer la CATR. Pendant la période de report, TCPL continuera de surveiller activement les faits nouveaux au sujet de l'IASB en ce qui a trait à la CATR. Si l'exposé-sondage du CNC n'est pas approuvé ou si l'IASB n'a pas approuvé de norme relative à la CATR au cours de la période de report de deux ans qui permette à la société d'établir ses états financiers consolidés de façon à tenir compte de ses activités à tarifs réglementés de façon appropriée, TCPL estime qu'elle réévaluera sa décision d'adopter les IFRS et réexaminera la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis.

En raison de ces faits nouveaux relativement à la CATR conformément aux IFRS, TCPL ne peut évaluer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs. La société continuera de surveiller les faits nouveaux au sujet des IFRS autres que ceux concernant la CATR et leur incidence éventuelle pour TCPL.

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié) (en millions de dollars)	Pipelines		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	1 061	1 142	862	842	-	-	1 923	1 984
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(365)	(395)	(377)	(366)	(22)	(31)	(764)	(792)
Achats de produits de base revendus	-	-	(216)	(182)	-	-	(216)	(182)
Amortissement	(251)	(258)	(90)	(87)	-	-	(341)	(345)
	445	489	179	207	(22)	(31)	602	665
Intérêts débiteurs							(198)	(264)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(15)	(16)
Intérêts créditeurs et autres							(18)	34
Impôts sur le bénéfice							(62)	(95)
Participations sans contrôle							(17)	(8)
Bénéfice net							292	316
Dividendes sur les actions privilégiées							(5)	(5)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							287	311

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié) (en millions de dollars)	Pipelines		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	2 190	2 406	1 688	1 740	-	-	3 878	4 146
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(726)	(788)	(737)	(758)	(48)	(61)	(1 511)	(1 607)
Achats de produits de base revendus	-	-	(472)	(411)	-	-	(472)	(411)
Amortissement	(504)	(518)	(180)	(173)	-	-	(684)	(691)
	960	1 100	299	398	(48)	(61)	1 211	1 437
Intérêts débiteurs							(392)	(565)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(31)	(30)
Intérêts créditeurs et autres							6	56
Impôts sur le bénéfice							(159)	(209)
Participations sans contrôle							(42)	(37)
Bénéfice net							593	652
Dividendes sur les actions privilégiées							(11)	(11)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							582	641

(1) Depuis le 1^{er} janvier 2010, la société constate dans les produits les gains et les pertes réalisés et non réalisés nets sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs du secteur de l'énergie. Les chiffres comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et reclassés dans les produits.

Total de l'actif*(non vérifié)**(en millions de dollars)*

	30 juin 2010	31 décembre 2009
Pipelines	31 005	29 508
Énergie	12 798	12 477
Siège social	2 759	2 685
	46 562	44 670

4. Dette à long terme

En juin 2010, TCPL a émis des billets de premier rang pour une valeur de 500 millions de dollars US et de 750 millions de dollars US échéant respectivement le 1^{er} juin 2015 et le 1^{er} juin 2040 et portant intérêt aux taux respectifs de 3,40 % et de 6,10 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en décembre 2009.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 143 millions de dollars et de 277 millions de dollars (63 millions de dollars et 117 millions de dollars en 2009) relativement aux projets d'investissement.

5. Capital-actions

Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2010, TCPL a émis 10,7 millions d'actions ordinaires (respectivement 1,7 million d'actions ordinaires et 3,9 millions d'actions ordinaires en 2009) en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit de 402 millions de dollars (52 millions de dollars et 126 millions de dollars en 2009).

6. Instruments financiers et gestion des risques

TCPL continue de gérer et de surveiller les risques de crédit lié aux contreparties, de liquidité et de marché auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers sont incluses sous le poste Débiteurs et autres créances du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 juin 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 juin 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 348 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

Stocks de gaz naturel

Au 30 juin 2010, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif, déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente, s'établissait à 51 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2009). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 a donné lieu respectivement à un gain non réalisé net de 4 millions de dollars avant les impôts et à une perte non réalisée nette de 20 millions de dollars avant les impôts, lesquels ont été constatés respectivement en tant qu'une augmentation et une diminution des produits et des stocks (pertes de 6 millions de dollars et de 29 millions de dollars pour les périodes respectives de 2009). Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des gains non réalisés nets de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars avant les impôts (pertes de 1 million de dollars et gains de 9 millions de dollars en 2009), montants constatés dans les produits.

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel déterminé. Elle est calculée en présumant d'un intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative. La VaR consolidée de TCPL était de 7 millions de dollars au 30 juin 2010 (12 millions de dollars au 31 décembre 2009). Le recul depuis le 31 décembre 2009 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 30 juin 2010, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,4 milliards de dollars (8,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 9,7 milliards de dollars (9,2 milliards de dollars US). Au 30 juin 2010, un montant de 20 millions de dollars (96 millions de dollars au 31 décembre 2009) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2010		31 décembre 2009	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2010 à 2014)	37	2 100 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	(17)	550 US	9	765 US
Options de change en dollars US (échues en 2010)	-	-	1	100 US
	20	2 650 US	96	2 715 US

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

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2010		31 décembre 2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 126	1 126	979	979
Débiteurs et autres créances ⁽²⁾⁽³⁾	1 343	1 384	1 433	1 484
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	618	618	845	845
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	20	20	23	23
	3 107	3 148	3 280	3 331
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 697	1 697	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 291	1 291	1 532	1 532
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 240	2 240	2 069	2 069
Intérêts courus	369	369	380	380
Dette à long terme	17 845	21 125	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 050	1 072	1 036	976
Dette à long terme des coentreprises	911	1 011	965	1 025
	25 403	28 805	24 333	27 046

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2010 comprenait des gains de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2009) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 150 millions de dollars US (300 millions de dollars US en 2009) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers.

⁽²⁾ Au 30 juin 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 868 millions de dollars (968 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les débiteurs, de 42 millions de dollars dans les autres actifs à court terme (néant au 31 décembre 2009) et de 453 millions de dollars (488 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les actifs incorporels et autres actifs.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme qui sont inscrits à la juste valeur.

(4) Au 30 juin 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 262 millions de dollars (1 507 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les créditeurs et de 29 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

30 juin 2010

(non vérifié)

(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	210 \$	146 \$	-	29 \$
Passifs	(158)\$	(145)\$	(20)\$	(90)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	13 165	117	-	-
Ventes	14 285	89	-	-
En dollars CA	-	-	-	960
En dollars US	-	-	1 143 US	1 525 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 juin 2010	(10)\$	3 \$	(11)\$	(13)\$
Semestre terminé le 30 juin 2010	(26)\$	5 \$	(11)\$	(17)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 juin 2010	15 \$	(17)\$	(6)\$	(6)\$
Semestre terminé le 30 juin 2010	37 \$	(29)\$	2 \$	(10)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	124 \$	1 \$	-	9 \$
Passifs	(237)\$	(54)\$	(37)\$	(116)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	14 792	63	-	-
Ventes	15 209	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 975 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 juin 2010	(36)\$	(6)\$	-	(9)\$
Semestre terminé le 30 juin 2010	(43)\$	(9)\$	-	(19)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2012	2010- 2014	2011-2020

(1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

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

- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité et au gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 9 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au deuxième trimestre de 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2010 comprenait, respectivement, des gains de 7 millions de dollars et des pertes de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2009*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	-	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 275	238	180	-	-
Ventes	13 185	194	180	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	574
En dollars US	-	-	-	444 US	1 325 US
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	(2)\$	10 \$	(5)\$	1 \$	27 \$
Semestre terminé le 30 juin 2009	19 \$	(25)\$	2 \$	2 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	20 \$	(39)\$	2 \$	11 \$	(5)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	30 \$	(13)\$	(1)\$	17 \$	(9)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	-	-	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	-	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 641	33	-	-	-
Ventes	14 311	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	120 US	1 825 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	52 \$	(10)\$	-	-	(10)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	78 \$	(20)\$	-	-	(17)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2010-2015	2010-2014	s.o.	2010-2014	2010-2020

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

(2) Au 31 décembre 2009.

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.

(4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US au

31 décembre 2009. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au deuxième trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

- ⁽⁶⁾ Le bénéfice net du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009 comprenait, respectivement, des pertes de 4 millions de dollars et des gains de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	30 juin 2010	31 décembre 2009
À court terme		
Autres actifs à court terme	311	315
Créditeurs	(406)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	228	260
Montants reportés	(451)	(272)

Hiérarchie de la juste valeur

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur. La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le deuxième niveau comprennent des évaluations déterminées au moyen de données d'entrée autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données de sortie importantes peuvent être observées, directement ou indirectement. Cette catégorie comprend la juste valeur déterminée au moyen de techniques d'évaluation telles que des modèles d'établissement du prix d'options et d'extrapolation à l'aide de données d'entrée observables. Les évaluations incluses dans le troisième niveau sont fondées sur des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés et la juste valeur des garanties sont incluses dans cette catégorie. Les prix des produits de base faisant l'objet d'opérations à échéance éloignée sont déterminés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les données fondamentales du marché pour établir des prix à long terme. La juste valeur des garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie qui seraient engagés s'il fallait avoir recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties.

Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur au 30 juin 2010, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit. Pour le deuxième trimestre de 2010, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)	Autres données d'entrée importantes observables (deuxième niveau)	Données d'entrée importantes non observables (troisième niveau)	Total
Stocks de gaz naturel	-	51	-	51
Instruments financiers dérivés :				
Actifs	90	480	17	587
Passifs	(187)	(696)	(22)	(905)
Actifs disponibles à la vente	20	-	-	20
Passifs au titre de garanties ⁽¹⁾	-	-	(9)	(9)
	<u>(77)</u>	<u>(165)</u>	<u>(14)</u>	<u>(256)</u>

(1) La juste valeur des garanties est comprise dans les montants reportés.

Le tableau qui suit présente la variation nette des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur et inclus dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>	Instruments dérivés ⁽¹⁾	Garanties ⁽²⁾	Total
Solde au 31 décembre 2009	(2)	(9)	(11)
Nouveaux contrats ⁽³⁾	(10)	-	(10)
Règlements	(2)	-	(2)
Transferts depuis le troisième niveau ⁽⁴⁾	(15)	-	(15)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	14	-	14
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	10	-	10
Solde au 30 juin 2010	<u>(5)</u>	<u>(9)</u>	<u>(14)</u>

(1) La juste valeur des actifs dérivés et des passifs dérivés est présentée sur une base nette.

(2) La juste valeur des garanties est comprise dans les montants reportés. Aucun montant n'a été constaté dans le bénéfice net pour les périodes à l'étude.

(3) Le total des gains nets inclus dans le bénéfice net attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de la période considérée et toujours détenus à la date du bilan est de 1 million de dollars et de néant respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010.

(4) Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse de 28 millions de dollars ou à une hausse de 28 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 juin 2010.

Un accroissement de 100 points de base ou un recul de 100 points de base du taux des lettres de crédit, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à respectivement une augmentation de 3 millions de dollars ou à une diminution de 3 millions de dollars de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 30 juin 2010. Parallèlement, l'incidence d'une augmentation de 100 points de base ou d'une diminution de 100 points de base du taux d'intérêt

sans risque, soit une composante du taux d'actualisation, sur la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 30 juin 2010 entraînerait respectivement une baisse de 1 million de dollars ou une hausse de 1 million de dollars du passif.

7. 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 se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	13	12	1	1
Intérêts débiteurs	22	22	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(27)	(26)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	1	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	11	10	4	4

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	25	23	1	1
Intérêts débiteurs	45	45	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(54)	(51)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	4	2	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	22	21	6	6

8. Engagements et éventualités

Au 30 juin 2010, TCPL avait conclu des ententes totalisant près de 530 millions de dollars en vue de l'achat de matériaux et de services de construction pour le projet de gazoduc Bison et le projet éolien de Cartier Énergie.

Les montants reçus au cours d'une année conformément au mécanisme de prix plancher de Bruce B doivent être remboursés si les prix moyens sur le marché au comptant sont supérieurs au prix plancher. TCPL prévoit actuellement que les prix moyens sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2010 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les six premiers mois de 2010 ne devrait être remboursable.

9. Opérations entre apparentés

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Dates d'échéance	2010		2009	
		Encours au 30 juin	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2010	2 118	1,1 %	1 959	0,6 %
Facilité de crédit		(1 500)	2,3 %	(1 114)	2,3 %
		618		845	

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à rembourser à TransCanada Corporation.

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Dates d'échéance	2010		2009	
		Encours au 30 juin	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit	2012	2 240	1,8 %	2 069	1,3 %

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

Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 800-361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis).

Numéro d'accès direct : David Moneta/Terry Hook au 403-920-7911.

Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457.

Relations avec les médias : Cecily Dobson/Terry Cunha au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

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