

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 2 novembre 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 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 il 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 », « 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 septembre

(non vérifié)(en millions de dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	714	730	311	292	(18)	(28)	1 007	994
Amortissement	(232)	(255)	(94)	(88)	-	-	(326)	(343)
BAII comparable⁽¹⁾	482	475	217	204	(18)	(28)	681	651
Postes particuliers :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	-	-	(3)	-	-	-	(3)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	7	14	-	-	7	14
BAII⁽¹⁾	482	475	221	218	(18)	(28)	685	665
Intérêts débiteurs							(173)	(228)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(13)	(17)
Intérêts créditeurs et autres							27	41
Impôts sur le bénéfice							(116)	(101)
Participations sans contrôle							(23)	(17)
Bénéfice net							387	343
Dividendes sur les actions privilégiées							(6)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							381	337
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis							2	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							(5)	(10)
Résultat comparable⁽¹⁾							378	327

(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 périodes de neuf mois

terminées les 30 septembre

(non vérifié)(en millions de dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	2 178	2 348	824	883	(66)	(89)	2 936	3 142
Amortissement	(736)	(773)	(274)	(261)	-	-	(1 010)	(1 034)
BAII comparable⁽¹⁾	1 442	1 575	550	622	(66)	(89)	1 926	2 108
Postes particuliers :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	-	-	(22)	-	-	-	(22)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	(8)	(6)	-	-	(8)	(6)
BAII⁽¹⁾	1 442	1 575	520	616	(66)	(89)	1 896	2 102
Intérêts débiteurs							(565)	(793)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(44)	(47)
Intérêts créditeurs et autres							33	97
Impôts sur le bénéfice							(275)	(310)
Participations sans contrôle							(65)	(54)
Bénéfice net							980	995
Dividendes sur les actions privilégiées							(17)	(17)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							963	978
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis							13	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							6	4
Résultat comparable⁽¹⁾							982	982

⁽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 troisième trimestre de 2010, le bénéfice net de TCPL s'est chiffré à 387 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 381 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 343 millions de dollars et 337 millions de dollars inscrits au troisième trimestre de 2009. La hausse de 44 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte de ce qui suit :

- l'accroissement du BAII du secteur des pipelines s'explique avant tout par l'incidence positive de la constatation du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012 (« règlement du réseau de l'Alberta ») depuis la date de son entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2010, la réduction de l'amortissement et la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulé en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US;
- le BAII supérieur du secteur de l'énergie surtout en raison de la hausse des prix réalisés, des volumes et des produits de capacité des installations énergétiques aux États-Unis ainsi que de l'accroissement des volumes des ventes à Bruce A, facteurs atténués en partie par le recul des prix réalisés pour l'électricité par les installations énergétiques de l'Ouest et Bruce B et la diminution des produits tirés de stockage exclusif et auprès de tiers de l'entreprise de stockage de gaz naturel;

- la réduction des pertes au titre du BAII du secteur du siège social, découlant surtout de la compression des frais de soutien et autres coûts du secteur du siège social;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés et l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US, atténuée en partie par l'accroissement des intérêts dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010;
- l'incidence négative sur les intérêts créditeurs et autres des gains moins élevés en 2010 comparativement à 2009 à la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice en raison de la hausse du résultat avant les impôts.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2010 s'est établi à 378 millions de dollars comparativement au chiffre de 327 millions de dollars inscrit pour la même période en 2009. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2010 ne tient pas compte des pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars après les impôts (3 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, les gains et les pertes non réalisés sont retranchés du résultat comparable car ils ne sont pas représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats. Les montants correspondants de 2009 n'ont pas été exclus du calcul du résultat comparable. Les résultats comparables du troisième trimestre de 2010 et de 2009 ne tiennent pas compte non plus de gains non réalisés nets de respectivement 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et 10 millions de dollars après les impôts (14 millions de dollars avant 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.

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 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, le taux de change moyen par rapport au dollar US s'est chiffré à 1,04 (respectivement 1,10 et 1,17 en 2009).

Pour les neuf premiers mois de 2010, le bénéfice net de TCPL s'est chiffré à 980 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 963 millions de dollars, comparativement aux chiffres de respectivement 995 millions de dollars et 978 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2009. Le recul de 15 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 l'incidence favorable de la constatation du règlement du réseau de l'Alberta, l'amortissement moins élevé et la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- l'amointrissement du BAII du secteur de l'énergie provenant surtout de la baisse des prix réalisés dans leur ensemble aux installations énergétiques de l'Ouest, 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 l'accroissement des volumes à Bruce B, de la régression du bénéfice à Bécancour et de la réduction

des produits tirés de stockage exclusif et auprès de tiers de l'entreprise de stockage de gaz naturel, contre partiellement par l'accroissement des volumes et des produits de capacité des établissements énergétiques aux États-Unis et le résultat supérieur de Portlands Energy et Halton Hills, installations entrées en service respectivement en avril 2009 et septembre 2010;

- la réduction des pertes au titre du BAI du secteur du siège social, découlant surtout du repli des frais de soutien et autres coûts du secteur du siège social;
- 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 dans cette devise, enrayée partiellement par l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010 et par les pertes plus élevées inscrites en 2010 comparativement à 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 de la diminution des gains en 2010 comparativement à 2009 résultant 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 l'incidence négative de la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en dollars US;
- les impôts sur le bénéfice moins élevés en raison de l'incidence favorable nette des différences entre les taux d'imposition, d'autres ajustements d'impôts sur le bénéfice et du recul du résultat avant les impôts.

Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2010 s'est établi à 982 millions de dollars, soit un chiffre comparable à celui inscrit pour la même période en 2009. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2010 ne tient pas compte des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars après les impôts (22 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Les montants correspondants de 2009 n'ont pas été exclus du calcul du résultat comparable. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2010 et de 2009 ne tient pas compte non plus de pertes non réalisées nettes de respectivement 6 millions de dollars après les impôts (8 millions de dollars avant les impôts) et de 4 millions de dollars après les impôts (6 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 troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2010 sont présentés sous les rubriques « Pipelines » et « Énergie » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Le BAI et le BAI comparable du secteur des pipelines se sont chiffrés à 482 millions de dollars et à 1,4 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, comparativement à 475 millions de dollars et à 1,6 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Pipelines au Canada				
Réseau principal au Canada	257	279	785	851
Réseau de l'Alberta	197	190	548	535
Foothills	34	32	102	100
Autres (TQM, Ventures LP)	12	13	39	44
BAIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾	500	514	1 474	1 530
Pipelines aux États-Unis				
ANR	67	57	248	263
GTN ⁽²⁾	44	42	130	152
Great Lakes	27	31	86	108
PipeLines LP ⁽²⁾⁽³⁾	28	29	76	79
Iroquois	16	18	53	62
Portland ⁽⁴⁾	1	2	12	18
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	10	18	35	46
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁵⁾	(16)	(11)	(25)	(18)
Participations sans contrôle ⁽⁶⁾	45	40	130	134
BAIA comparable des pipelines aux États-Unis⁽¹⁾	222	226	745	844
BAIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(8)	(10)	(41)	(26)
BAIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	714	730	2 178	2 348
Amortissement	(232)	(255)	(736)	(773)
BAI et BAI comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	482	475	1 442	1 575

(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 BAIA 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 trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre de 2010 (participation de 32,1 % au premier semestre de 2009 et de 42,6 % pour le trimestre terminé le 30 septembre 2009).

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

(5) Représentent les frais généraux et frais d'administration liés à certains pipelines de la société.

(6) Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIA comparable pour les tronçons 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Réseau principal au Canada	66	68	196	201
Réseau de l'Alberta	70	44	145	123
Foothills	7	6	20	18

Pipelines au Canada

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, le bénéfice net du réseau principal au Canada a reculé de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2009, 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, soit respectivement 257 millions de dollars et 785 millions de dollars, est de 22 millions de dollars et de 66 millions de dollars inférieur au 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 suivant un mécanisme de transfert 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 plus élevé.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 70 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2010 et à 145 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à 44 millions de dollars et à 123 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009. Au troisième trimestre de 2010, le bénéfice net a été supérieur de 26 millions de dollars au chiffre inscrit pour la même période en 2009 et il reflète l'approbation réglementaire et la constatation du règlement conclu avec les parties prenantes du réseau de l'Alberta, qui tient compte d'un RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % à compter du 1^{er} janvier 2010. L'incidence positive du RCA et de la base tarifaire supérieurs a été annulée en partie par le recul des revenus incitatifs comparativement à 2009.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta a été de 197 millions de dollars au troisième trimestre de 2010 et de 548 millions de dollars pour les neuf premiers mois de l'exercice, alors qu'il avait été de respectivement 190 millions de dollars et 535 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2009. Les hausses s'expliquent par l'accroissement des produits lié au rendement du capital inclus dans le règlement du réseau de l'Alberta et de la base tarifaire moyenne, mais elles ont été contrées en partie par l'amortissement et les charges financières moins élevés recouvrées suivant un mécanisme de transfert aux termes du règlement pour le réseau de l'Alberta ainsi que la baisse des revenus incitatifs comparativement à 2009.

Le BAIIA comparable pour les autres pipelines canadiens au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2010 s'est chiffré respectivement à 12 millions de dollars et à 39 millions de dollars, comparativement à 13 millions de dollars et à 44 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009. La diminution pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 est essentiellement

attribuable à un ajustement constaté au premier trimestre de 2009 relativement à la décision de l'ONÉ d'augmenter le taux de rendement du capital investi permis de TQM pour 2008 et 2007.

Pipelines aux États-Unis

Le BAIIA comparable d'ANR s'est chiffré, respectivement, à 67 millions de dollars et à 248 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, comparativement à 57 millions de dollars et à 263 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009. L'accroissement du BAIIA entre le troisième trimestre de 2009 et de 2010 s'explique surtout par la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulée en partie par l'incidence du fléchissement du dollar US. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la réduction découle principalement de l'incidence négative d'un dollar US moins fort, contrebalancée en partie par le recul des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, le BAIIA comparable de GTN a reculé de 22 millions de dollars par rapport à la même période en 2009, et ce, en raison de la vente de North Baja à PipeLines LP en juillet 2009 et de l'incidence négative d'un dollar US moins fort, mais ce repli a été atténué en partie par la diminution des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2010.

Pour le reste des pipelines aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi respectivement à 111 millions de dollars et à 367 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, alors qu'il avait été de 127 millions de dollars et de 429 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, de la baisse des produits tirés de Great Lakes et de l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration liés principalement à la mise en service de Keystone. Ces diminutions ont été partiellement contrées par l'incidence favorable du résultat de PipeLines LP en raison de son acquisition de North Baja en juillet 2009 et les produits supérieurs de Northern Border.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires, le BAIIA du secteur des pipelines a accusé un recul de 15 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 contre la même période en 2009. Le BAIIA de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 reflète l'accroissement des charges découlant 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 rembourse à concurrence de 50 % des coûts admissibles engagés avant la fin du premier appel de soumissions exécutoires le 30 juillet 2010. À partir du 31 juillet 2010, l'État a commencé à rembourser 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.

Amortissement

L'amortissement des pipelines a diminué de respectivement 23 millions de dollars et 37 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, principalement en raison de l'amortissement moins élevé du fait du règlement tarifaire de Great Lakes en 2010 et de

l'incidence d'un dollar US moins fort. La baisse au troisième trimestre de 2010 est également attribuable au règlement du réseau de l'Alberta.

Données sur l'exploitation

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (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)	6 518	6 549	4 986	4 724	661	711	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	1 191	1 561	2 535	2 652	1 054	901	1 171	1 199	598	578
Moyenne quotidienne	4,4	5,7	9,3	9,7	3,9	3,3	4,3	4,4	2,2	2,1

- (1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les réceptions du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan ont totalisé 927 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (1 234 Gpi³ en 2009) pour une moyenne quotidienne de 3,4 Gpi³ (4,5 Gpi³ en 2009).
- (2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 2 619 Gpi³ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (2 734 Gpi³ en 2009) pour une moyenne quotidienne de 9,6 Gpi³ (10,0 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 septembre 2010, TCPL avait consenti des avances de 145 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. L'ONÉ devrait rendre sa décision au sujet la demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour le projet d'ici décembre 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 217 millions de dollars au troisième trimestre de 2010, comparativement à celui de 204 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2009. Le BAI comparable du troisième trimestre de 2010 ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 3 millions de dollars découlant des changements de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques des États-Unis. Au troisième trimestre de 2010 et de 2009, le BAI comparable ne tenait pas compte de gains non réalisés nets de respectivement 7 millions de dollars et 14 millions de dollars découlant de 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 BAI comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 550 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2010, comparativement à celui de 622 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2009. Le BAI comparable ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 22 millions de dollars découlant de changements de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés

des installations énergétiques des États-Unis. Pour les neuf premiers mois de 2010 et de 2009, le BAII comparable ne tenait pas compte de pertes non réalisées nettes de respectivement 8 millions de dollars et 6 millions de dollars découlant de 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. 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	45	66	172	218
Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾	56	52	154	164
Bruce Power	89	81	199	282
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(14)	(9)	(29)	(28)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾	176	190	496	636
Installations énergétiques aux États-Unis				
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽³⁾	123	80	279	198
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(7)	(12)	(25)	(35)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾	116	68	254	163
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	28	47	101	122
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)	(6)	(7)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾	26	45	95	115
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽²⁾	(7)	(11)	(21)	(31)
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	311	292	824	883
Amortissement	(94)	(88)	(274)	(261)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	217	204	550	622
Postes particuliers :				
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(3)	-	(22)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	7	14	(8)	(6)
BAII du secteur de l'énergie⁽²⁾	221	218	520	616

(1) Comprend Halton Hills et Portlands Energy depuis respectivement septembre 2010 et 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	168	196	534	585
Installations énergétiques de l'Est	85	69	217	209
Autres ⁽³⁾	27	19	64	61
	280	284	815	855
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(109)	(120)	(314)	(327)
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	(12)	(4)	(24)	(19)
	(121)	(124)	(338)	(346)
Coûts d'exploitation des centrales et autres				
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(58)	(42)	(151)	(129)
Autres produits	(14)	(9)	(29)	(28)
	-	-	-	2
BAIIA comparable⁽¹⁾	87	109	297	354

(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 Halton Hills et Portlands Energy depuis respectivement septembre 2010 et 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 correspondants 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	572	541	1 751	1 718
Installations énergétiques de l'Est	661	305	1 485	1 081
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 641	2 560	7 755	7 725
Autres achats	89	113	311	420
	3 963	3 519	11 302	10 944
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 526	2 514	7 368	7 164
Installations énergétiques de l'Est	660	307	1 500	1 117
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	777	698	2 434	2 663
	3 963	3 519	11 302	10 944
Capacité disponible des centrales				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	94 %	90 %	94 %	92 %
Installations énergétiques de l'Est	98 %	97 %	97 %	97 %

(1) Comprend Halton Hills et Portlands Energy depuis respectivement septembre 2010 et avril 2009.

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

Au troisième trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 45 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 168 millions de dollars, soit respectivement 21 millions de dollars et 28 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 prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont diminué de 28 % pour passer de 50 \$ le MWh à 36 \$ le MWh entre le troisième trimestre de 2009 et celui de 2010. Les ventes sur le marché au comptant représentent 24 % du total des ventes des installations énergétiques de l'Ouest au troisième trimestre de 2010.

Pour les neuf premiers mois de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 172 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est établi à 534 millions de dollars, soit respectivement 46 millions de dollars et 51 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.

Au troisième trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est et les produits des ventes d'électricité ont été de respectivement 56 millions de dollars et 85 millions de dollars, soit respectivement 4 millions de dollars et 16 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la même période en 2009. Ces hausses proviennent avant tout du résultat supplémentaire de Halton Hills, dont la mise en service a eu lieu en septembre 2010 aux termes d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») de 20 ans, annulées en partie par le recul des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour. 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.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est chiffré à 154 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2010, soit à 10 millions de dollars de moins que le chiffre constaté pour la même période en 2009, et ce, surtout en raison de la baisse des produits de contrats de la centrale de Bécancour et des conditions de vent défavorables aux installations de Cartier énergie éolienne; cette baisse a été atténuée en partie par le résultat supérieur de Portlands Energy et de Halton Hills, installations entrées en service respectivement en avril 2009 et en septembre 2010.

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 en cas d'arrêt d'exploitation imprévu. La quantité totale 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 76 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au troisième trimestre de 2010, comparativement à 78 % au troisième 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 septembre 2010, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 2 400 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2010 et 7 300 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. La totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été sur le marché au comptant aux troisièmes trimestres de 2010 et de 2009, ce qui devrait continuer d'être le cas pour le reste de 2010 et en 2011.

Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TCPL)

*(non vérifié)**(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)*

	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits ⁽¹⁾	212	224	634	685
Charges d'exploitation	(123)	(143)	(435)	(403)
BAIIA comparable⁽²⁾	89	81	199	282
BAIIA comparable de Bruce A⁽²⁾	35	(11)	58	77
BAIIA comparable de Bruce B⁽²⁾	54	92	141	205
BAIIA comparable⁽²⁾	89	81	199	282
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	92 %	71 %	77 %	89 %
Bruce B	88 %	97 %	90 %	90 %
Capacité cumulée de Bruce Power	89 %	89 %	86 %	90 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	-	46	60	46
Bruce B	7	-	54	45
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	7	3	55	8
Bruce B	28	3	34	44
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 446	1 099	3 556	4 157
Bruce B	2 003	1 950	6 102	5 751
	3 449	3 049	9 658	9 908
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	65 \$	64 \$	65 \$	64 \$
Produits de Bruce B ⁽³⁾	57 \$	66 \$	58 \$	64 \$
Produits cumulés de Bruce Power	60 \$	66 \$	60 \$	64 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant ⁽⁴⁾				
	82 %	49 %	78 %	42 %

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 7 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (7 millions de dollars et 28 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009). Ils comprennent également des pertes non réalisées de 4 millions de dollars et de 5 millions de dollars pour Bruce B attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés visant l'électricité respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (gains de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars pour les périodes respectives 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 augmenté de 8 millions de dollars pour s'établir à 89 millions de dollars au troisième trimestre de 2010 comparativement au chiffre de 81 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2009.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est accrue de 46 millions de dollars pour atteindre 35 millions de dollars au troisième trimestre de 2010, par rapport aux pertes de 11 millions de dollars subies au troisième trimestre de 2009 en raison de l'accroissement des volumes et de la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi

nombreux. La capacité disponible de Bruce A au troisième trimestre de 2010 s'est établie à 92 % en raison des 7 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 71 % et 49 jours d'arrêt d'exploitation pendant la même période en 2009.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 38 millions de dollars pour s'établir à 54 millions de dollars au troisième trimestre de 2010, alors qu'elle avait été de 92 millions de dollars au troisième trimestre de 2009, et ce, en raison de la baisse des prix réalisés compte tenu des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés venus à échéance. Les volumes de Bruce B se sont accrus au troisième trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009 puisqu'il y a eu en 2010 moins de réductions de régime de production (« RRP ») requises par l'Independent Electricity System Operator, mais cet accroissement a été contré en partie par la baisse de la capacité disponible des centrales. La capacité disponible de Bruce B au troisième trimestre de 2010 a été de 88 % compte tenu de 35 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 97 % et 3 jours d'arrêt d'exploitation pendant la même période en 2009.

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 à un remboursement au cours d'exercices futurs. Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Aucun montant constaté dans les produits pour les neuf premiers mois de 2010 ne devrait être remboursable.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a reculé de 83 millions de dollars pour se chiffrer à 199 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 par rapport à la même période en 2009. Le repli 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 et que les prix réalisés ont été moins élevés à Bruce B, mais elles ont été quelque peu atténuées par la hausse des volumes de Bruce B compte tenu du nombre moins élevé de RRP en 2010. Le recul du BAIIA pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 a été en partie annulé 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 troisième 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 troisième 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 troisième trimestre de 2010 et de 48,76 \$ le MWh au troisième 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 57 \$ le MWh au cours du troisième trimestre de 2010, tenait compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des ventes contractuelles; il a baissé par rapport au montant de 66 \$ le MWh inscrit au troisième trimestre de 2009 en raison des contrats échus depuis lors. Une grande partie des autres contrats viendra à échéance d'ici la fin de 2010, ce qui devrait faire baisser davantage les prix réalisés de Bruce B au cours d'exercices futurs. Au 30 septembre 2010, Bruce B avait vendu à

terme environ 200 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 du réacteur 3 de Bruce A a commencé vers la fin de février 2010 pour se terminer 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. Un arrêt d'exploitation prévu à des fins d'entretien d'une durée de trois semaines a débuté le 22 octobre 2010 pour le réacteur 5 de Bruce B.

Au 30 septembre 2010, Bruce A avait engagé des coûts d'environ 3,8 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,3 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Installations énergétiques ⁽³⁾	399	222	884	679
Capacité	77	66	187	150
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	15	9	57	66
	491	297	1 128	895
Achats de produits de base revendus ⁽³⁾	(178)	(78)	(435)	(267)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽⁴⁾	(190)	(139)	(414)	(430)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(7)	(12)	(25)	(35)
BAIIA comparable ⁽¹⁾	116	68	254	163

(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 correspondants 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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 403	2 021	5 083	4 593
Achats	2 514	1 259	7 061	3 653
	4 917	3 280	12 144	8 246
Ventes				
Électricité vendue à contrat	4 129	2 800	11 013	7 206
Électricité vendue au comptant	788	480	1 131	1 040
	4 917	3 280	12 144	8 246
Capacité disponible des centrales	96 %	97 %	91 %	78 %

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

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 116 millions de dollars, en hausse de 48 millions de dollars comparativement à la même période en 2009. Cette hausse provient surtout de l'augmentation des prix réalisés, des volumes supérieurs d'électricité vendue et de l'accroissement des paiements de capacité. Pour la période de neuf mois terminés le 30 septembre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est chiffré à 254 millions de dollars, soit 91 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2009. La progression s'explique principalement par la hausse des produits tirés de la capacité, l'accroissement des volumes de ventes et un ajustement, au premier trimestre de 2010, des coûts d'exploitation de Ravenswood pour 2009, annulée en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à respectivement 399 millions de dollars et 884 millions de dollars, soit un accroissement de 222 millions de dollars et de 679 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2009 qui découle principalement des volumes supplémentaires d'électricité vendus et des prix réalisés supérieurs au troisième trimestre de 2010. Ces hausses ont été en partie annulées par l'incidence défavorable du repli du dollar US. Les produits tirés de la capacité ont progressé pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, passant à respectivement 77 millions de dollars et 187 millions de dollars, progression attribuable principalement aux prix de capacité supérieurs en raison de la mise hors service, prévue de longue date et survenue à la fin de janvier 2010, d'une centrale appartenant à la New York Power Authority. Les hausses des produits tirés de la capacité ont été en partie annulées 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 178 millions de dollars et 435 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, montants supérieurs à ceux de 78 millions de dollars et de 267 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 et dans l'État de New York ainsi que du raffermissement des prix par MWh pour l'électricité achetée au

troisième trimestre de 2010, facteurs contrés en partie par l'incidence positive d'une devise américaine plus faible.

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2010, les coûts d'exploitation des centrales et autres ont été de 190 millions de dollars, soit 51 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2009. La progression s'explique principalement par la hausse des volumes produits, contrée en partie par l'incidence positive du fléchissement du dollar US. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les coûts d'exploitation des centrales et autres se sont chiffrés à 414 millions de dollars, soit 16 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 de l'ajustement visant un exercice antérieur pour Ravenswood, recul atténué par l'augmentation des coûts de combustible du fait de l'accroissement de la production.

À 91 % pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, la capacité disponible des centrales faisant partie des installations énergétiques aux États-Unis se compare au taux de 78 % enregistré pour la même période en 2009, ce qui tient surtout à la remise en service du réacteur 30 de la centrale de Ravenswood en mai 2009 après un arrêt d'exploitation imprévu.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, respectivement 84 % et 91 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 85 % et 87 % pour les mêmes périodes 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 des 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 septembre 2010, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 3 400 GWh d'électricité pour le reste de 2010 et pour 10 000 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 de pertes non réalisées nettes de 3 millions de dollars et de 22 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 découlant des variations de la juste valeur des 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 et 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 et, dans certains cas, ces 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. Les montants correspondants de 2009 n'ont pas été exclus du calcul du BAIIA comparable.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est élevé à 26 millions de dollars et à 95 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, comparativement au BAIIA comparable de 45 millions de dollars et de 115 millions de dollars enregistré pour les périodes correspondantes de 2009. La baisse du BAIIA comparable au troisième trimestre de 2010 est surtout attribuable au recul des produits tirés du stockage exclusif et de tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel.

Le BAIIA comparable ne comprenait pas les gains non réalisés nets de 7 millions de dollars et les pertes non réalisées nettes de 8 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (gains de 14 millions de dollars et pertes de 6 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009), lesquels découlent de 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**

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾	310	317	903	982
Intérêts divers et amortissement	23	24	99	41
Intérêts capitalisés	(160)	(113)	(437)	(230)
	173	228	565	793

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

Entre le troisième trimestre de 2009 et celui de 2010, les intérêts débiteurs ont diminué de 55 millions de dollars, passant de 228 millions de dollars à 173 millions de dollars. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, les intérêts débiteurs ont baissé de 228 millions de dollars pour s'établir à 565 millions de dollars, alors qu'ils avaient totalisé 793 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009. Ces replis reflètent la majoration des intérêts capitalisés dans le cadre du financement du programme d'investissement de la société en 2010, principalement en raison de la construction de Keystone, et l'incidence positive du fléchissement du dollar américain sur les intérêts libellés dans cette devise. Ces baisses 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. L'augmentation des intérêts divers et de l'amortissement pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 comparativement à 2009 s'explique avant tout par les pertes plus élevées inscrites en 2010 par rapport

à 2009 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer le risque lié à la hausse des taux d'intérêt auquel la société est exposée.

Au troisième trimestre de 2010, les intérêts créditeurs et autres ont baissé de 14 millions de dollars pour s'établir à 27 millions de dollars alors qu'ils s'étaient chiffrés à 41 millions de dollars au troisième trimestre de 2009. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010, ils ont reculé de 64 millions de dollars pour s'établir à 33 millions de dollars, comparativement au montant de 97 millions de dollars inscrit pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009. Ces reculs s'expliquent par l'incidence des fluctuations du dollar US à la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en dollars US. Le repli pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 est également attribuable aux gains moins élevés en 2010 comparativement à 2009 provenant des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les impôts sur le bénéfice se sont élevés à respectivement 116 millions de dollars et 275 millions de dollars, tandis qu'ils avaient été de respectivement 101 millions de dollars et 310 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2009. Cet accroissement entre le troisième trimestre de 2009 et celui de 2010 s'explique avant tout par la progression du résultat avant les impôts. La baisse constatée pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 par rapport à 2009 est essentiellement attribuable à l'incidence favorable nette des différences entre les taux d'imposition, d'autres ajustements d'impôts sur le bénéfice et du recul du résultat avant les impôts.

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 de titres d'emprunt, ainsi que par des marges de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, de 2,0 milliards de dollars et de 1,0 milliard de dollars US échéant respectivement en novembre 2011, décembre 2012 et décembre 2012. Ces facilités appuient les deux programmes de papier commercial de la société au Canada. De plus, la quote-part de TCPL de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL s'établissait à 118 millions de dollars et les échéances variaient de 2011 à la fin de 2012. Au 30 septembre 2010, la société disposait encore de fonds de 2,0 milliards de dollars et 1,75 milliard de dollars US, respectivement en titres d'emprunt au Canada et aux termes de ses prospectus préalables 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 septembre 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 aux deuxième et troisième trimestres de 2010, annulée ne partie par les dépenses en immobilisations et les paiements de dividendes.

*Activités d'exploitation***Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾**

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	849	759	2 483	2 205
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(68)	(200)	(268)	131
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	781	559	2 215	2 336

⁽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 accrues de 222 millions de dollars et elles se sont repliées de 121 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, comparativement aux mêmes périodes en 2009, ce qui reflète les hausses des fonds provenant de l'exploitation et les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 849 millions de dollars et à 2,5 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, alors qu'ils avaient été de 759 millions de dollars et de 2,2 milliards de dollars pour les mêmes périodes en 2009. Les hausses constatées pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 et de la hausse des liquidités générées par le résultat.

Activités d'investissement

TCPL maintient son engagement à mener à bien son programme d'investissement de 21 milliards de dollars. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 1,3 milliard de dollars et 3,6 milliards de dollars (1,6 milliard de dollars et 3,9 milliards de dollars pour les périodes respectives en 2009). Elles ont été affectées principalement à la construction de Keystone, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, à l'expansion du réseau de l'Alberta ainsi qu'à la construction des gazoducs Bison et Guadalajara et des centrales électriques de Coolidge et de Halton Hills.

Activités de financement

En septembre 2010, TCPL a émis pour une valeur de 1,0 milliard de dollars US de billets de premier rang échéant le 1^{er} octobre 2020 et portant intérêt à 3,80 %. 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.

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.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, TCPL a émis respectivement 4,6 millions et 15,3 millions d'actions ordinaires (47,6 millions et 51,5 millions d'actions ordinaires pour les périodes respectives de 2009) en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit de respectivement 170 millions de dollars et 572 millions de dollars (1,6 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars pour les périodes respectives de 2009).

La société est bien placée pour financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie 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.

Dividendes

Le 2 novembre 2010, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2010, un dividende trimestriel d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2010. Le dividende est payable le 31 janvier 2011. De plus, le conseil a déclaré, pour la période se terminant le 30 janvier 2011, un dividende de 0,70 \$ par action sur les actions privilégiées de série U et de série Y de TCPL. Le dividende est payable le 31 janvier 2011 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2010.

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 31 janvier 2011. 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 prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et, à défaut, la société a aussi 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. Selon ces normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« 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 septembre 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 norme de CATR conformément aux IFRS. À sa réunion de septembre 2010, l'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS devait faire l'objet d'une analyse plus approfondie. L'IASB étudie actuellement la forme que pourrait revêtir un futur projet, le cas échéant, visant à examiner la CATR. À la lumière de ces faits nouveaux, TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur pour 2011.

En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR afin de permettre à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant une année. 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, TCPL reportera l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du

Canada en 2011 afin de poursuivre l'application de 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 et aux autres IFRS, mais la société a également entrepris un projet qui lui permettrait d'adopter plutôt les PCGR des États-Unis. Au cours de la période de report d'une année, s'il est déterminé, en l'absence d'une nouvelle norme de CATR ou par l'application des IFRS en vigueur que TCPL n'est pas en mesure d'appliquer la CATR aux termes des IFRS, la société prévoit qu'elle réévaluera sa décision d'adopter les IFRS et qu'elle adoptera plutôt les PCGR des États-Unis.

En raison de ces faits nouveaux relativement à la CATR aux termes des 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. Autrement, l'incidence de l'adoption de PCGR des États-Unis devrait être conforme à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2010, TCPL avait conclu, depuis le 31 décembre 2009, des ententes totalisant près de 395 millions de dollars en vue de l'achat de matériaux et de services de construction pour le projet éolien de Cartier Énergie et le projet de gazoduc Bison. 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 septembre 2010, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. TCPL est en voie d'évaluer l'incidence sur ses obligations contractuelles de l'annonce par le gouvernement de l'Ontario de l'annulation du projet de centrale électrique d'Oakville. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles de la société, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL 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, exception faite des montants visant des actifs dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres créances du sommaire des instruments financiers autres que des 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 septembre 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 septembre 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 308 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 septembre 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 52 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 1 million de dollars avant les impôts et 20 millions de dollars avant les impôts (gains de 16 millions de dollars et pertes de 13 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009), lesquelles ont été constatées respectivement en tant qu'une diminution des produits et des stocks. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 8 millions de dollars et 12 millions de dollars avant les impôts (pertes de 2 millions de dollars et gains de 7 millions de dollars pour les périodes respectives 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 ouvertes liquides. 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 6 millions de dollars au 30 septembre 2010 (12 millions de dollars au 31 décembre 2009). Le recul depuis le 31 décembre 2009 s'explique principalement par la baisse des prix des produits de base, la moindre volatilité des prix et la diminution des positions ouvertes 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 septembre 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 10,1 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 12,1 milliards de dollars (11,8 milliards de dollars US). Au 30 septembre 2010, un montant de 91 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 septembre 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 2015)	87	2 150 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	4	400 US	9	765 US
Options de change en dollars US (échues en 2010)	-	-	1	100 US
	91	2 550 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 septembre 2010		31 décembre 2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 068	1 068	979	979
Débiteurs et autres créances ⁽²⁾⁽³⁾	1 564	1 622	1 433	1 484
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	624	624	845	845
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	23	23
	3 279	3 337	3 280	3 331
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 613	1 613	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 295	1 295	1 532	1 532
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 240	2 240	2 069	2 069
Intérêts courus	338	338	380	380
Dettes à long terme	18 383	22 710	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 020	968	1 036	976
Dettes à long terme des coentreprises	889	1 021	965	1 025
	25 778	30 185	24 333	27 046

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2010 comprenait des gains de 11 millions de dollars (9 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 septembre 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 130 millions de dollars (968 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les débiteurs, de 41 millions de dollars (néant au 31 décembre 2009) dans les autres actifs à court terme et de 416 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 septembre 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 258 millions de dollars (1 507 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les créiteurs et de 37 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 septembre 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	238 \$	176 \$	-	27 \$
Passifs	(189)\$	(179)\$	(9)\$	(38)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 466	114	-	-
Ventes	17 965	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	759
En dollars US	-	-	1 189 US	350 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 septembre 2010	(1)\$	4 \$	10 \$	50 \$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010	(27)\$	9 \$	(1)\$	33 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 septembre 2010	13 \$	(10)\$	6 \$	(54)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010	50 \$	(39)\$	8 \$	(64)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2015	2010-2012	2010-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	163 \$	-	-	11 \$
Passifs	(256)\$	(85)\$	(44)\$	(36)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 563	60	-	-
Ventes	12 655	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 025 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 septembre 2010	37 \$	(19)\$	-	(7)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010	(6)\$	(28)\$	-	(26)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2013	2010-2014	2011-2013

(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 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 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 11 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au troisième 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) Les pertes reflétées dans le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 étaient de respectivement néant et 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 septembre 2009	(8)\$	21 \$	(1)\$	2 \$	(7)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	11 \$	(4)\$	1 \$	4 \$	20 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009	23 \$	(43)\$	1 \$	11 \$	(5)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	53 \$	(56)\$	-	28 \$	(14)\$
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 septembre 2009	30 \$	(8)\$	-	-	(10)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009	108 \$	(28)\$	-	-	(27)\$
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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au troisième 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 de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 comprenait des gains de respectivement 1 million de dollars et 2 millions 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 :

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2010	31 décembre 2009
À court terme		
Autres actifs à court terme	357	315
Créditeurs	(442)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	349	260
Montants reportés	(394)	(272)

Contrôles et procédures

Au 30 septembre 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 autorités 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 septembre 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 se sont dégradées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2009 de TCPL en raison de l'incidence négative, sur les résultats du secteur de l'énergie, du recul des prix de l'électricité sur le marché. Ainsi qu'il en est question sous la rubrique « Faits récents » du présent rapport de gestion, la société a reporté la constatation du BAIIA de Keystone, qui sera contré par la hausse des intérêts capitalisés. 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

La première étape de Keystone, qui a son point d'origine à Hardisty, en Alberta, a commencé à desservir les marchés de Wood River et de Patoka, en Illinois. L'approbation de l'ONÉ prévoit la mise en exploitation de Keystone à une pression maximale d'exploitation (« PME ») moindre sur le tronçon canadien du pipeline, ce qui diminuera la capacité de livraison en deçà de la capacité nominale initiale de 435 000 barils par jour (« b/j »). Des inspections en conduite supplémentaires ont été effectuées et l'approbation, par l'ONÉ, du retrait de la restriction relative à la PME est prévue pour le 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 le prolonger jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Elle était achevée à plus de 90 % au 30 septembre 2010. La mise en exploitation commerciale de la deuxième phase devrait avoir lieu au premier trimestre de 2011.

Keystone prévoit construire et exploiter une expansion et un prolongement du réseau 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 jusqu'à la côte du golfe du Mexique s'étendra de Hardisty jusqu'à un point de livraison situé à proximité de Port Arthur, au Texas. En mars 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de la société concernant la construction et l'exploitation du tronçon canadien de l'expansion de Keystone. En avril 2010, le Département d'État, organisme principal chargé des approbations réglementaires fédérales aux États-Unis, a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental qui concluait que l'expansion de Keystone jusqu'à la côte du golfe du Mexique aurait des incidences environnementales limitées. Le processus de réglementation du Département d'État suit son cours, et les approbations finales sont prévues pour le premier semestre de 2011. La construction devrait s'amorcer peu de temps après l'obtention de ces approbations.

Le 7 septembre 2010, afin de répondre aux demandes du marché, TCPL a entrepris un appel de soumissions exécutoires visant à obtenir des engagements fermes pour le projet Marketlink de Cushing qui permettra de transporter le pétrole brut de Cushing jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Si l'appel de soumissions, qui devrait prendre fin en novembre 2010, donne de bons résultats, la mise en exploitation commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2013.

Afin de répondre à l'importante demande des marchés, la société examine la possibilité d'attirer la production croissante 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. Le 13 septembre 2010, la société a lancé un appel de soumissions exécutoires pour obtenir des engagements fermes de la part des intéressés au sujet du projet Marketlink de Bakken, qui permettra de transporter du pétrole brut de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Si l'appel de soumissions, qui devrait se terminer en novembre 2010, donne de bons résultats, la mise en exploitation commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2013.

Le coût en capital total de Keystone devrait s'établir à quelque 12 milliards de dollars US. Jusqu'ici, près de 7 milliards de dollars US ont été engagés, y compris un montant d'environ 1 milliard de

dollars US pour l'expansion jusqu'à la côte du golfe du Mexique, et le solde de 5 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 soit maintenant en exploitation commerciale, les flux de trésorerie liés à Keystone, à l'exclusion des frais généraux et des frais d'administration et de soutien, sont capitalisés jusqu'à ce que la restriction au sujet de la PME soit levée et que le pipeline puisse fonctionner selon la pression nominale. Par la suite, TCPL prévoit que Keystone commencera à dégager un BAIIA, qui 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 de b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. À l'avenir, la capacité de Keystone pourra, de manière économique, être portée de 1,1 million de b/j à 1,5 million b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Réseau principal au Canada

Pour toute année donnée, les droits pour le réseau principal au Canada sont fondés, en partie, 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 dans la détermination des droits pour 2010. Par conséquent, les montants recouverts par le truchement des droits sont évalués à environ 15 % de moins que ce qui avait été prévu pour 2010. Ce manque à gagner est reporté à des fins comptables car ces droits devraient être perçus à l'avenir, conformément à la réglementation de l'ONÉ.

TCPL continue de collaborer avec les parties prenantes afin de mettre en place de nouveaux tarifs et services visant à répondre à l'évolution du marché. Une demande d'approbation devrait être déposée auprès de l'ONÉ d'ici la fin de l'exercice.

Le deuxième appel de soumissions de TCPL en vue du transport des volumes de Marcellus sur le réseau principal au Canada s'est terminé le 25 août 2010. Cet appel de soumissions a été entrepris à la demande d'expéditeurs éventuels. TCPL a reçu des offres pour plus de 1,0 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »). Une entente précédente découlant du premier appel de soumissions a été annulée par un client, qui a présenté une nouvelle soumission dans le cadre du deuxième appel de soumissions. En octobre 2010, TCPL a communiqué les ententes préalables aux soumissionnaires pendant le deuxième appel de soumissions. Ces ententes, qui serviront de base à l'analyse, permettront à TCPL d'évaluer les options visant à répondre aux demandes de service et fourniront un appui à toute demande d'approbation auprès des organismes de réglementation.

Réseau de l'Alberta

En août 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration du réseau d'ATCO Pipelines au réseau de l'Alberta présentée par la société. Cette approbation, qui est le résultat de nombreux mois de collaboration avec les parties prenantes, permettra de fournir un service rationalisé de transport de gaz naturel aux clients du réseau de l'Alberta, selon une nouvelle tarification qui tient compte du contexte commercial actuel.

En septembre 2010, l'ONÉ a approuvé la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2010-2012, qui représente l'aboutissement de nombreuses discussions avec les parties prenantes. Le règlement est en vigueur pour une période de trois ans et :

- il prévoit un taux de rendement de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 %, ce qui représente une hausse comparativement au rendement de 8,75 % sur un capital-actions ordinaires réputé de 35 % en 2010;
- il établit certains coûts annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration à 174 millions de dollars;
- il prévoit un mécanisme de transfert pour le traitement des autres coûts.

Le 19 octobre 2010, l'ONÉ a approuvé les tarifs finals pour le réseau de l'Alberta, qui sont conformes au règlement du réseau de l'Alberta et au règlement visant la conception tarifaire.

En août 2010, la société a obtenu les approbations finales des organismes de réglementation et a amorcé les travaux de construction du pipeline Groundbirch. Une fois achevé, ce gazoduc d'environ 155 millions de dollars prolongera le réseau de l'Alberta jusqu'au nord-est de la Colombie-Britannique et raccordera les approvisionnements gaziers de la formation schisteuse de Montney. La construction et la mise en service devraient s'achever en novembre 2010. Les contrats de transport garanti associés au pipeline Groundbirch atteindront 1,1 Gpi³/j par jour d'ici 2014.

L'audience de l'ONÉ au sujet du projet de pipeline de Horn River devrait se terminer le 9 novembre 2010, et une décision est attendue au premier trimestre 2011. 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 (« Mpi³/j ») d'ici 2014.

TCPL continue à faire progresser l'aménagement de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta afin d'assurer le transport des approvisionnements gaziers provenant des zones schisteuses non classiques. La société a reçu des demandes supplémentaires de service de transport de gaz naturel pour la partie nord-ouest du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, y compris les régions de Horn River et de Montney, en Colombie-Britannique. Ces nouvelles demandes devraient donner lieu au prolongement et à l'expansion du réseau de l'Alberta.

TQM

En juillet 2010, la société a conclu un règlement pluriannuel avec les intéressés relativement à ses besoins en produits annuels pour 2010, 2011 et 2012. Dans le cadre du règlement, les besoins en produits annuels comportent des composantes coûts fixes et coûts transférés. Toute variation entre les coûts réels et les coûts inclus dans la composante coûts fixes, y compris certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le taux de rendement de la base tarifaire, l'amortissement et les taxes municipales, est imputable à TQM. En août 2010, la société a déposé auprès de l'ONÉ une demande d'approbation d'un règlement négocié. L'ONÉ devrait faire connaître sa décision au quatrième trimestre de 2010.

Bison

Au troisième trimestre de 2010, TCPL a reçu les approbations finales pour le projet de gazoduc Bison. 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. Les contrats de longue durée associés à ce projet se chiffrent à 407 Mpi³/j.

Alaska

Les expéditeurs intéressés au projet de gazoduc de l'Alaska ont présenté des soumissions conditionnelles pour l'appel de soumissions qui s'est terminé le 30 juillet 2010. Le projet collabore maintenant avec les expéditeurs afin de résoudre toutes les questions pour lesquelles il exerce un contrôle. Les discussions s'achèveront au cours des prochains mois.

Guadalajara

La construction du projet de gazoduc de Guadalajara, au Mexique, se poursuit. Ce gazoduc d'environ 320 millions de dollars US transportera du gaz naturel de Manzanillo jusqu'à Guadalajara. Aux termes des modalités contractuelles, la mise en service du pipeline devrait avoir lieu au premier trimestre de 2011. Les travaux de construction étaient achevés à environ 40 % au 30 septembre 2010.

Énergie

Bruce

Une étape importante a été franchie dans le cadre des travaux de remise en état des réacteurs 1 et 2 de Bruce A en octobre 2010, lors de l'installation des 960 derniers tubes de calandre. Énergie atomique du Canada limitée (« EACL ») a commencé à réduire ses effectifs et limitera de manière importante son exploitation du réacteur 2 d'ici la fin de 2010 et du réacteur 1 d'ici le deuxième trimestre de 2011. En raison de l'expérience acquise durant les tâches de remise en état du réacteur 2, le projet exige moins de temps pour achever des tâches semblables pour le réacteur 1.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, Bruce Power prévoit charger le combustible dans le réacteur 2 au deuxième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice avec le réseau électrique d'ici la fin de 2011. L'exploitation commerciale est prévue pour le premier trimestre de 2012. Bruce Power prévoit charger le combustible dans le réacteur 1 au troisième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice avec le réseau électrique d'ici le premier trimestre de 2012. L'exploitation commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2012.

La mise en service de la centrale et les essais sont en cours et le rythme s'accélénera à la fin du deuxième trimestre de 2011, lorsque la construction sera essentiellement achevée. La quote-part de TCPL du coût en capital total est prévue à environ 2,4 milliards de dollars.

Halton Hills

La centrale électrique de Halton Hills, d'une valeur de 700 millions de dollars, est entrée en exploitation le 1^{er} septembre 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.

Projet éolien Kibby

La deuxième étape du projet éolien Kibby, de 66 MW, a été mise en service le 26 octobre 2010. Cette phase comprenait l'installation de 22 éoliennes supplémentaires, qui ont toutes été érigées avant la date prévue. Les deux phases du projet, d'un coût en capital de 350 millions de dollars US, auront une production cumulée de 132 MW.

Coolidge

La construction de la centrale de Coolidge, de 575 MW, était achevée à environ 90 % au 30 septembre 2010. D'un coût d'environ 500 millions de dollars US, elle devrait être en service d'ici le deuxième trimestre de 2011.

Oakville

Le 7 octobre 2010, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il n'ira pas de l'avant avec la centrale électrique d'Oakville. TCPL a amorcé des négociations avec l'OEO afin d'en arriver à un règlement visant à résilier le contrat d'approvisionnement en énergie propre et à indemniser TCPL pour les conséquences économiques associées à cette résiliation.

Renseignements sur les actions

Au 29 octobre 2010, TCPL avait 676 millions d'actions ordinaires, 4 millions d'actions privilégiées de série U et 4 millions d'actions privilégiées 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
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 129	1 923	1 955	1 986	2 049	1 984	2 162	2 234
Bénéfice net	387	292	301	384	343	316	336	274
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,57 \$	0,43 \$	0,46 \$	0,58 \$	0,55 \$	0,52 \$	0,55 \$	0,47 \$

⁽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 annuels, le BAII et le bénéfice net annuel 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 BAII 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 BAII et le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le BAII de l'entreprise de pipelines a augmenté au troisième trimestre de 2010 en raison de la constatation, sur neuf mois, d'un résultat supplémentaire lié au règlement des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012, ce qui a fait augmenter le bénéfice net de 33 millions de dollars. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la centrale de Halton Hills, qui a été mise en service en septembre 2010, et des pertes non réalisées nettes de 3 millions de dollars avant les impôts (2 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 des États-Unis. 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 BAII du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2010 comprenait des pertes non réalisées nettes 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 BAII 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 a diminué de 58 millions de dollars après les impôts puisque des pertes ont été constatées en 2010 comparativement aux gains inscrits en 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 libellés en dollars US.
- Le BAII 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 la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques 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) au titre des variations 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.

États consolidés des résultats

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits	2 129	2 049	6 007	6 195
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	817	836	2 328	2 443
Achats de produits de base revendus	301	205	773	616
Amortissement	326	343	1 010	1 034
	1 444	1 384	4 111	4 093
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	173	228	565	793
Intérêts débiteurs des coentreprises	13	17	44	47
Intérêts créditeurs et autres	(27)	(41)	(33)	(97)
	159	204	576	743
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	526	461	1 320	1 359
Impôts sur le bénéfice				
Exigibles	(50)	23	(168)	114
Futurs	166	78	443	196
	116	101	275	310
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	25	19	64	51
Participation sans contrôle dans Portland	(2)	(2)	1	3
	23	17	65	54
Bénéfice net	387	343	980	995
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	381	337	963	978

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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	387	343	980	995
Amortissement	326	343	1 010	1 034
Impôts futurs	166	89	443	207
Participations sans contrôle	23	17	65	54
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	8	(22)	(36)	(79)
Autres	(61)	(11)	21	(6)
	849	759	2 483	2 205
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(68)	(200)	(268)	131
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	781	559	2 215	2 336
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 297)	(1 557)	(3 565)	(3 943)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	(653)	-	(902)
Montants reportés et autres	(222)	(11)	(430)	(270)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 519)	(2 221)	(3 995)	(5 115)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(278)	(266)	(824)	(734)
Avances (versées à) reçues de la société mère	(6)	(223)	392	834
Distributions versées aux participations sans contrôle	(22)	(19)	(66)	(59)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(44)	77	(53)	(607)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 021	207	2 337	3 267
Réduction de la dette à long terme	(146)	(9)	(429)	(509)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	86	93	164	201
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(93)	(52)	(232)	(108)
Actions ordinaires émises	170	1 550	572	1 676
Rentrées nettes liées aux activités de financement	688	1 358	1 861	3 961
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(8)	(63)	8	(97)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(58)	(367)	89	1 085
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 126	2 752	979	1 300
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 068	2 385	1 068	2 385
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur le bénéfice (remboursés) payés	(26)	(63)	17	50
Intérêts payés, déduction faite des intérêts capitalisés	225	297	597	834

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

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

Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 068	979
Débiteurs	1 130	968
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	624	845
Stocks	452	511
Autres	772	701

	4 046	4 004
--	--------------	-------

Immobilisations corporelles

	35 555	32 879
--	---------------	--------

Écart d'acquisition	3 696	3 763
----------------------------	--------------	-------

Actifs réglementaires	1 491	1 524
------------------------------	--------------	-------

Actifs incorporels et autres actifs	2 435	2 500
--	--------------	-------

	47 223	44 670
--	---------------	--------

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

Billets à payer	1 613	1 687
-----------------	--------------	-------

Créditeurs	2 154	2 191
------------	--------------	-------

Intérêts courus	338	380
-----------------	------------	-----

Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	455	478
---	------------	-----

Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	28	212
---	-----------	-----

	4 588	4 948
--	--------------	-------

Montant à rembourser à TransCanada Corporation

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

Passifs réglementaires	332	385
-------------------------------	------------	-----

Montants reportés	896	743
--------------------------	------------	-----

Impôts futurs	3 175	2 893
----------------------	--------------	-------

Dette à long terme	17 928	16 186
---------------------------	---------------	--------

Dette à long terme des coentreprises	861	753
---	------------	-----

Billets subordonnés de rang inférieur	1 020	1 036
--	--------------	-------

	31 040	29 013
--	---------------	--------

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP	706	705
---	------------	-----

Participation sans contrôle dans Portland	81	80
---	-----------	----

	787	785
--	------------	-----

Capitaux propres	15 396	14 872
-------------------------	---------------	--------

	47 223	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 septembre		Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net	387	343	980	995
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⁾	(127)	(230)	(47)	(381)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	47	113	27	209
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(52)	16	(173)	80
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⁾	8	(1)	6	(6)
Autres éléments du résultat étendu	(124)	(102)	(187)	(98)
Résultat étendu	263	241	793	897

- ⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 36 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (charge de 68 millions de dollars et de 68 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009).
- ⁽²⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 19 millions de dollars et de 11 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (charge de 50 millions de dollars et de 102 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009).
- ⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 33 millions de dollars et de 117 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (charge de 4 millions de dollars et de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009).
- ⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 4 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 (charge de 4 millions de dollars et de 4 millions de dollars 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⁾	(47)	-	(47)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	27	-	27
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(173)	(173)
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⁾	-	6	6
Solde au 30 septembre 2010	(612)	(207)	(819)
<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⁾	(381)	-	(381)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	209	-	209
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	80	80
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⁾	-	(6)	(6)
Solde au 30 septembre 2009	(551)	(19)	(570)

(1) Déduction faite d'une charge d'impôts de 21 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (charge d'impôts de 68 millions de dollars en 2009).

(2) Déduction faite d'une charge d'impôts de 11 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (charge d'impôts de 102 millions de dollars en 2009).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 117 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (charge d'impôts de 20 millions de dollars en 2009).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 21 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010 (charge d'impôts de 4 millions de dollars 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 95 millions de dollars (56 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

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre	
	2010	2009
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	10 649	8 973
Produit de l'émission d'actions ordinaires	572	1 676
Solde à la fin de la période	11 221	10 649
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
Augmentation de la participation dans PipeLines LP	-	49
Autres	5	4
Solde à la fin de la période	340	337
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	4 131	3 789
Bénéfice net	980	995
Dividendes sur les actions ordinaires	(829)	(754)
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Solde à la fin de la période	4 265	4 013
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(632)	(472)
Autres éléments du résultat étendu	(187)	(98)
Solde à la fin de la période	(819)	(570)
	3 446	3 443
Total des capitaux propres	15 396	14 818

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 termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent document ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2009 de TCPL. 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 prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et, à défaut, la société a aussi 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. Selon ces normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« 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 septembre 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. À sa réunion de septembre 2010, l'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS devait faire l'objet d'une analyse plus approfondie. L'IASB étudie actuellement la forme que pourrait revêtir un futur projet, le cas échéant, visant à examiner la CATR. À la lumière de ces faits nouveaux, TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur pour 2011.

En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR afin de permettre à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant une année. 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, TCPL reportera l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada en 2011 afin de poursuivre l'application de 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 et aux autres IFRS, mais la société a également entrepris un projet qui lui permettrait d'adopter plutôt les PCGR des États-Unis. Au cours de la période de report d'une année, s'il est

déterminé, en l'absence d'une nouvelle norme de CATR ou par l'application des IFRS en vigueur que TCPL n'est pas en mesure d'appliquer la CATR aux termes des IFRS, la société prévoit qu'elle réévaluera sa décision d'adopter les IFRS et qu'elle adoptera plutôt les PCGR des États-Unis.

En raison de ces faits nouveaux relativement à la CATR aux termes des 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. Autrement, l'incidence de l'adoption de PCGR des États-Unis devrait être conforme à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public.

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés
les 30 septembre
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	Pipelines		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	1 080	1 152	1 049	897	-	-	2 129	2 049
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(366)	(422)	(433)	(386)	(18)	(28)	(817)	(836)
Achats de produits de base revendus	-	-	(301)	(205)	-	-	(301)	(205)
Amortissement	(232)	(255)	(94)	(88)	-	-	(326)	(343)
	482	475	221	218	(18)	(28)	685	665
Intérêts débiteurs							(173)	(228)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(13)	(17)
Intérêts créditeurs et autres							27	41
Impôts sur le bénéfice							(116)	(101)
Participations sans contrôle							(23)	(17)
Bénéfice net							387	343
Dividendes sur les actions privilégiées							(6)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							381	337

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	Pipelines		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	3 270	3 558	2 737	2 637	-	-	6 007	6 195
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 092)	(1 210)	(1 170)	(1 144)	(66)	(89)	(2 328)	(2 443)
Achats de produits de base revendus	-	-	(773)	(616)	-	-	(773)	(616)
Amortissement	(736)	(773)	(274)	(261)	-	-	(1 010)	(1 034)
	1 442	1 575	520	616	(66)	(89)	1 896	2 102
Intérêts débiteurs							(565)	(793)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(44)	(47)
Intérêts créditeurs et autres							33	97
Impôts sur le bénéfice							(275)	(310)
Participations sans contrôle							(65)	(54)
Bénéfice net							980	995
Dividendes sur les actions privilégiées							(17)	(17)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							963	978

(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 correspondants pour 2009 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et des coûts d'exploitation des centrales et autres coûts et reclassés dans les produits.

Total de l'actif

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2010	31 décembre 2009
Pipelines	31 507	29 508
Énergie	13 037	12 477
Siège social	2 679	2 685
	47 223	44 670

4. Dette à long terme

En septembre 2010, TCPL a émis pour une valeur de 1,0 milliard de dollars US de billets de premier rang échéant le 1^{er} octobre 2020 et portant intérêt à 3,80 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en décembre 2009.

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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 160 millions de dollars et 437 millions de dollars (113 millions de dollars et 230 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009) relativement aux projets d'investissement.

5. Capital-actions

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, TCPL a émis respectivement 4,6 millions et 15,3 millions d'actions ordinaires (47,6 millions et 51,5 millions d'actions ordinaires pour les périodes respectives de 2009) en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit de respectivement 170 millions de dollars et 572 millions de dollars (1,6 milliard de dollars et 1,7 milliard de dollars pour les périodes respectives de 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, exception faite des montants visant des actifs dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres créances du sommaire des instruments financiers autres que des 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 septembre 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 30 septembre 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 308 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 septembre 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 52 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 1 million de dollars avant les impôts et 20 millions de dollars avant les impôts (gains de 16 millions de dollars et pertes de 13 millions de dollars pour les périodes respectives en 2009), lesquelles ont été constatées respectivement en tant qu'une diminution des produits et des stocks. Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 8 millions de dollars et 12 millions de dollars avant les impôts (pertes de 2 millions de dollars et gains de 7 millions de dollars pour les périodes respectives 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 ouvertes liquides. 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 6 millions de dollars au 30 septembre 2010 (12 millions de dollars au 31 décembre 2009). Le recul depuis le 31 décembre 2009 s'explique principalement par la baisse des prix des produits de base, la moindre volatilité des prix et la diminution des positions ouvertes 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 septembre 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 10,1 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 12,1 milliards de dollars (11,8 milliards de dollars US). Au 30 septembre 2010, un montant de 91 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 :

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

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 septembre 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 2015)	87	2 150 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	4	400 US	9	765 US
Options de change en dollars US (échues en 2010)	-	-	1	100 US
	91	2 550 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 septembre 2010		31 décembre 2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 068	1 068	979	979
Débiteurs et autres créances ⁽²⁾⁽³⁾	1 564	1 622	1 433	1 484
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	624	624	845	845
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	23	23
	3 279	3 337	3 280	3 331
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 613	1 613	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 295	1 295	1 532	1 532
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 240	2 240	2 069	2 069
Intérêts courus	338	338	380	380
Dette à long terme	18 383	22 710	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 020	968	1 036	976
Dette à long terme des coentreprises	889	1 021	965	1 025
	25 778	30 185	24 333	27 046

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2010 comprenait des gains de 11 millions de dollars (9 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 septembre 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 130 millions de dollars (968 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les débiteurs, de 41 millions de dollars (néant au 31 décembre 2009) dans les autres actifs à court terme et de 416 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 septembre 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 258 millions de dollars (1 507 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les créiteurs et de 37 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 septembre 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	238 \$	176 \$	-	27 \$
Passifs	(189)\$	(179)\$	(9)\$	(38)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 466	114	-	-
Ventes	17 965	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	759
En dollars US	-	-	1 189 US	350 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 septembre 2010	(1)\$	4 \$	10 \$	50 \$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010	(27)\$	9 \$	(1)\$	33 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 septembre 2010	13 \$	(10)\$	6 \$	(54)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010	50 \$	(39)\$	8 \$	(64)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2015	2010-2012	2010-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	163 \$	-	-	11 \$
Passifs	(256)\$	(85)\$	(44)\$	(36)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 563	60	-	-
Ventes	12 655	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 025 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾				
Trimestre terminé le 30 septembre 2010	37 \$	(19)\$	-	(7)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2010	(6)\$	(28)\$	-	(26)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2013	2010-2014	2011-2013

- (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 gigawatts-heure (« 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 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 11 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au troisième 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) Les pertes reflétées dans le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2010 étaient de respectivement néant et 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 septembre 2009					
	(8)\$	21 \$	(1)\$	2 \$	(7)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009					
	11 \$	(4)\$	1 \$	4 \$	20 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 septembre 2009					
	23 \$	(43)\$	1 \$	11 \$	(5)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009					
	53 \$	(56)\$	-	28 \$	(14)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾					
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 septembre 2009					
	30 \$	(8)\$	-	-	(10)\$
Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009					
	108 \$	(28)\$	-	-	(27)\$
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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au troisième 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 de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2009 comprenait des gains de respectivement 1 million de dollars et 2 millions 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 la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 :

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 septembre 2010	31 décembre 2009
À court terme		
Autres actifs à court terme	357	315
Créditeurs	(442)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	349	260
Montants reportés	(394)	(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 septembre 2010, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit. Pour le troisième 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	-	52	-	52
Instruments financiers dérivés :				
Actifs	122	553	25	700
Passifs	(235)	(582)	(13)	(830)
Actifs disponibles à la vente	23	-	-	23
Passifs au titre de garanties ⁽¹⁾	-	-	(16)	(16)
	<u>(90)</u>	<u>23</u>	<u>(4)</u>	<u>(71)</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⁾	(15)	(7)	(22)
Règlements	(3)	-	(3)
Transferts depuis le troisième niveau ⁽⁴⁾	(20)	-	(20)
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	38	-	38
Solde au 30 septembre 2010	<u>12</u>	<u>(16)</u>	<u>(4)</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 pertes nettes incluses 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 1 million de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 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 ou à une hausse de 20 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 30 septembre 2010.

Un accroissement ou un recul de 100 points de base du taux des lettres de crédit, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une augmentation ou à une diminution de 8 millions de dollars de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 30 septembre 2010. Parallèlement, l'incidence d'une augmentation 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 septembre 2010 entraînerait respectivement une baisse ou une hausse de 2 millions de dollars.

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 septembre <i>(non vérifié)(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	12	11	-	-
Intérêts débiteurs	22	22	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(27)	(24)	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	2	-	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	10	12	2	3

Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre <i>(non vérifié)(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	37	34	1	1
Intérêts débiteurs	67	67	6	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(81)	(75)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	4	1	2
Amortissement des coûts au titre des services passés	3	3	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	32	33	8	9

8. Engagements et éventualités

Au 30 septembre 2010, TCPL avait conclu, depuis le 31 décembre 2009, des ententes totalisant près de 395 millions de dollars en vue de l'achat de matériaux et de services de construction pour le projet éolien de Cartier Énergie et le projet de gazoduc Bison. TCPL est en voie d'évaluer l'incidence sur ses engagements de l'annonce par le gouvernement de l'Ontario de l'annulation du projet de centrale électrique d'Oakville.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher de Bruce B doivent être remboursés si le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Aucun montant constaté dans les produits pour les neuf 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 septembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2010	2 124	1,1 %	1 959	0,6 %
Facilité de crédit		(1 500)	2,3 %	(1 114)	2,3 %
		624		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 septembre	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 : Terry Cunha/Cecily Dobson au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

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