

# Rapport trimestriel aux actionnaires

## Rapport de gestion

Daté du 28 avril 2011, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non audités ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») pour le trimestre clos le 31 mars 2011. En 2011, la société dressera ses états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») et qui sont décrits plus en détail sous la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2010 de TCPL pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. 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 au [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada PipeLines Limited. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TCPL PipeLines Limited et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2010 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 de l'incidence prévue 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 énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et à des incertitudes, y compris les risques importants présentés plus en détail sous la rubrique « Instruments financiers et gestion des risques » du présent rapport de gestion, qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient varier considérablement de ceux anticipés. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

### Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (le « BAI »), « BAI comparable », « intérêts débiteurs comparables », « intérêts créditeurs et autres comparables », « impôts sur le bénéfice comparables » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies dans les PCGR du Canada. 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. Ces 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 et est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et pour mieux évaluer les tendances dans les actifs individuels. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux 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 et est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAI comparable, les intérêts débiteurs comparables, les intérêts créditeurs et autres comparables et les impôts sur le bénéfice comparables comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA, le BAI, les intérêts débiteurs, les intérêts créditeurs et autres et la charge d'impôts 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 jugement pour choisir les postes à exclure du calcul de ces mesures non conformes aux PCGR, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de la juste valeur liés aux activités de gestion des

risques, des 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 et des réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

La société a recours à des activités de gestion des risques afin de réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels elle est exposée. Les activités de gestion des risques que TCPL exclut du résultat comparable constituent des instruments de couverture économique efficace en garantissant des marges positives, mais elles ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et, par conséquent, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de chaque période. Les gains ou les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de ces contrats dérivés et des stocks de gaz naturel ne sont pas jugés comme étant représentatifs des opérations sous-jacentes au cours de la période courante ou de la marge positive qui sera réalisée au moment du règlement. Par conséquent, ces montants ont été exclus de la détermination du résultat comparable.

Le tableau ci-dessous fait état du rapprochement de ces mesures non conformes aux PCGR et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

La direction se sert des fonds provenant de l'exploitation, qui représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation, pour évaluer de manière plus précise les flux de trésorerie d'exploitation consolidés, exception faite des fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. 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.

### Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Pour les trimestres clos

les 31 mars

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>BAIIA comparable</b>	<b>796</b>	768	<b>99</b>	-	<b>354</b>	259	<b>(24)</b>	(26)	<b>1 225</b>	1 001
Amortissement	<b>(244)</b>	(253)	<b>(23)</b>	-	<b>(100)</b>	(90)	<b>(3)</b>	-	<b>(370)</b>	(343)
<b>BAII comparable</b>	<b>552</b>	515	<b>76</b>	-	<b>254</b>	169	<b>(27)</b>	(26)	<b>855</b>	658
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>										
Intérêts débiteurs comparables									<b>(238)</b>	(194)
Intérêts débiteurs des coentreprises									<b>(16)</b>	(16)
Intérêts créditeurs et autres comparables									<b>31</b>	24
Impôts sur le bénéfice comparables									<b>(178)</b>	(114)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									<b>(30)</b>	(25)
Dividendes sur les actions privilégiées									<b>(6)</b>	(6)
<b>Résultat comparable</b>									<b>418</b>	327
Poste particulier (déduction faite des impôts) :										
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>									<b>(10)</b>	(32)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>408</b>	295

Pour les trimestres clos les 31 mars  
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	(238)	(194)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	(1)	-
<b>Intérêts débiteurs</b>	(239)	(194)
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>	31	24
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	2	-
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	33	24
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>	(178)	(114)
Poste particulier :		
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	7	17
<b>Charge d'impôts</b>	(171)	(97)

<sup>(1)</sup> Pour les trimestres clos les 31 mars  
(non audité)(en millions de dollars)

	2011	2010
<b>(Pertes) gains lié(e)s aux activités de gestion des risques :</b>		
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(13)	(28)
Stocks de gaz naturel exclusifs et instruments dérivés connexes	(5)	(21)
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt	(1)	-
Instruments dérivés visant le change	2	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	7	17
<b>Activités de gestion des risques</b>	(10)	(32)

## Résultats d'exploitation consolidés

Au premier trimestre de 2011, le bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle de TCPL s'est chiffré à 414 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 408 millions de dollars, comparativement à respectivement 301 millions de dollars et 295 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2010.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2011 s'est établi à 418 millions de dollars comparativement au chiffre de 327 millions de dollars inscrit pour la même période en 2010. Le résultat comparable du premier trimestre de 2011 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 32 millions de dollars après les impôts (49 millions de dollars avant les impôts) en 2010) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est accru de 91 millions de dollars au premier trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010 et tenait compte de ce qui suit :

- la progression du BAII comparable du secteur des gazoducs, qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat du réseau de l'Alberta, au recul des coûts d'expansion des affaires et au résultat supplémentaire provenant de Bison, mis en service en janvier 2011, annulée en partie par l'incidence négative du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater des revenus de Keystone au premier trimestre de 2011;
- l'accroissement du BAII comparable du secteur de l'énergie, surtout en raison de la majoration des prix pour les installations énergétiques de l'Ouest, les volumes supérieurs et les coûts inférieurs à Bruce A et le résultat supplémentaire provenant du démarrage de Halton Hills, mis en service en

septembre 2010, et de la deuxième étape du projet éolien Kibby, entrée en exploitation en octobre 2010, atténué en partie par le recul des prix réalisés et des volumes à Bruce B et la diminution des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès de tiers pour l'entreprise de stockage de gaz naturel;

- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés relativement à Keystone, dont la mise en service complète a eu lieu en février 2011, et l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010, annulés en partie par les pertes réalisées au premier trimestre de 2010 sur les instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée, les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars CA et l'incidence positive d'une devise américaine moins forte sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- les intérêts créditeurs et autres comparables supérieurs, qui comprennent des gains réalisés supérieurs sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts;
- la majoration des dividendes sur les actions privilégiées du fait des nouvelles émissions d'actions privilégiées en 2010.

Les résultats financiers du premier trimestre de 2011 sont abordés plus en détail sous les rubriques « Gazoducs », « Oléoducs », « Énergie » et « Autres postes de l'état des résultats » du présent rapport de gestion.

#### *Soldes libellés en dollars US*

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur les activités aux États-Unis est en partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. L'exposition nette avant les impôts 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 clos le 31 mars 2011, le taux de change moyen par rapport au dollar US s'est chiffré à 0,99 (1,04 en 2010).

#### Sommaire des principaux soldes libellés en dollars US

*(non audité)*

*(en millions de dollars US, avant les impôts sur le bénéfice)*

	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
BAlI comparable des gazoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	249	226
BAlI comparable des oléoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	51	-
BAlI comparable des installations énergétiques aux États-Unis <sup>(1)</sup>	32	39
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(182)	(159)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	47	68
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(51)	(45)
	<b>146</b>	<b>129</b>

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le BAlI comparable.

## Gazoducs

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 552 millions de dollars au premier trimestre de 2011, comparativement à 515 millions de dollars pour la même période en 2010.

### Résultats du secteur des gazoducs

(non audité)

(en millions de dollars)

Trimestres clos les 31 mars

2011

2010

<b>Gazoducs au Canada</b>		
Réseau principal au Canada	265	265
Réseau de l'Alberta	185	175
Foothills	33	33
Autres (TQM, Ventures LP)	12	13
<b>BAIIA comparable des gazoducs au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>495</b>	<b>486</b>
Amortissement	(180)	(183)
<b>BAII comparable des gazoducs au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>315</b>	<b>303</b>
<b>Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)</b>		
ANR	111	115
GTN	45	43
Great Lakes <sup>(2)</sup>	30	32
PipeLines LP <sup>(3)(4)</sup>	27	25
Iroquois	19	18
Bison <sup>(5)</sup>	13	-
Portland <sup>(4)(6)</sup>	10	10
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	10	10
Frais généraux et frais d'administration et de soutien <sup>(7)</sup>	(2)	(6)
Participations sans contrôle <sup>(4)</sup>	50	46
<b>BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>	<b>313</b>	<b>293</b>
Amortissement	(64)	(67)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>	<b>249</b>	<b>226</b>
Change	(4)	9
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup> (en dollars CA)</b>	<b>245</b>	<b>235</b>
<b>BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>(8)</b>	<b>(23)</b>
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>552</b>	<b>515</b>
<b>Sommaire :</b>		
<b>BAIIA comparable du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>796</b>	<b>768</b>
Amortissement	(244)	(253)
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>552</b>	<b>515</b>

(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 et le BAII comparable.

(2) Ces données représentent la participation de 53,6 % de la société.

(3) Ces données représentent la participation de 38,2 % de la société.

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

(5) Ces données comprennent l'exploitation du gazoduc Bison depuis janvier 2011.

(6) Ces données représentent la participation de 61,7 % de la société.

(7) Ces données représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de la société.

**Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada***(non audité)**(en millions de dollars)*

Trimestres clos les 31 mars

	2011	2010
Réseau principal au Canada	62	66
Réseau de l'Alberta	48	38
Foothills	6	6

*Gazoducs au Canada*

Le bénéfice net du réseau principal au Canada au premier trimestre de 2011 a diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 62 millions de dollars comparativement à la même période en 2010. Au premier trimestre de 2011, le bénéfice net tenait compte d'une diminution de la base tarifaire moyenne et de la baisse du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »), que l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a fixé à 8,08 % en 2011 contre 8,52 % en 2010. La baisse du RCA et de la base d'investissement moyenne a été annulée en partie par les plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2011.

À 265 millions de dollars au premier trimestre de 2011, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada était comparable au chiffre constaté au premier trimestre de 2010. La baisse des produits découlant d'un rendement généralement inférieur, lié au RCA réduit et aux charges financières, sur une base tarifaire moyenne réduite, a été annulée en partie par le recouvrement de coûts supérieurs suivant un mécanisme de transfert. Les coûts transférés n'ont aucune incidence sur le bénéfice net et leur accroissement s'explique par les impôts sur le bénéfice supérieurs, partiellement contrés par la réduction des charges financières.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 48 millions de dollars au premier trimestre de 2011, contre 38 millions de dollars pour le même trimestre en 2010. L'augmentation tient compte d'un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % approuvé par l'ONÉ en septembre 2010 dans le cadre de la demande de la société ayant trait au règlement visant les besoins en produits pour la période de 2010 à 2012. Le bénéfice net du premier trimestre de 2010 tenait compte d'un RCA de 8,75 % sur un ratio du capital-actions réputé de 35 %.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est établi à 185 millions de dollars au premier trimestre de 2011 alors qu'il avait été de 175 millions de dollars pour la même période en 2010. La hausse s'explique avant tout par l'accroissement du RCA compris dans le règlement sur les besoins en produits pour la période de 2010 à 2012.

*Gazoducs aux États-Unis*

Le BAIIA comparable d'ANR a été de 111 millions de dollars US au premier trimestre de 2011, alors qu'il s'était chiffré à 115 millions de dollars US pour la même période en 2010. Le recul découle avant tout de l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le pipeline Bison a été mis en service en janvier 2011 et a fait un apport de 13 millions de dollars US au BAIIA du premier trimestre de 2011.

Pour le reste des gazoducs aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 189 millions de dollars US au premier trimestre de 2011, alors qu'il avait été de 178 millions de dollars US pour la même période en 2010. La hausse était surtout due au résultat supérieur de Northern Border et de GTN et à la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien.

### Amortissement

L'amortissement des gazoducs a diminué de 9 millions de dollars au premier trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010, en raison principalement du taux d'amortissement moindre de Great Lakes conformément au règlement tarifaire, annulé en partie par l'amortissement supplémentaire pour Bison.

### Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, la perte au titre du BAIIA comparable a diminué de 15 millions de dollars au premier trimestre de 2011 comparativement à la même période en 2010 surtout en raison du remboursement, par l'État de l'Alaska, d'une proportion supérieure des coûts liés au projet de gazoduc de l'Alaska. L'État de l'Alaska a remboursé jusqu'à 50 % des coûts admissibles engagés dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska 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 jusqu'à 90 % des coûts admissibles. Les frais imputables au projet ainsi que les remboursements sont partagés proportionnellement avec ExxonMobil, l'associé de TCPL dans la coentreprise d'aménagement du projet de gazoduc de l'Alaska. Le recul des coûts d'expansion des affaires a été en partie contré par les droits imputés par l'ONÉ en mars 2011 afin de recouvrer la quote-part revenant à l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») des coûts liés aux audiences au sujet du gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »).

### Données sur l'exploitation

Trimestres clos les 31 mars (non audité)	Réseau principal au Canada <sup>(1)</sup>		Réseau de l'Alberta <sup>(2)</sup>		Foothills		ANR <sup>(3)</sup>		GTN <sup>(3)</sup>	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	<b>6 404</b>	6 629	<b>4 966</b>	4 956	<b>624</b>	677	<b>s.o.</b>	s.o.	<b>s.o.</b>	s.o.
Volumes livrés (en Gpi <sup>3</sup> )										
Total	<b>597</b>	560	<b>1 000</b>	938	<b>329</b>	328	<b>480</b>	447	<b>176</b>	207
Moyenne quotidienne	<b>6,6</b>	6,2	<b>11,1</b>	10,4	<b>3,7</b>	3,6	<b>5,3</b>	5,0	<b>2,0</b>	2,3

(1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, les réceptions physiques en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan ont totalisé 376 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> ») (385 Gpi<sup>3</sup> en 2010) pour une moyenne quotidienne de 4,2 Gpi<sup>3</sup> (4,3 Gpi<sup>3</sup> en 2010).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 843 Gpi<sup>3</sup> pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (855 Gpi<sup>3</sup> en 2010) pour une moyenne quotidienne de 9,4 Gpi<sup>3</sup> (9,5 Gpi<sup>3</sup> en 2010).

(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.



## Oléoducs

Au premier trimestre de 2011, la société a constaté un BAII comparable de 76 millions de dollars relativement à l'oléoduc Keystone. Vers la fin de janvier 2011, les travaux ont été achevés afin de permettre l'exploitation du tronçon de Wood River/Patoka à la pression nominale à la suite de la décision de l'ONÉ de supprimer la restriction relative à la pression d'exploitation maximale en décembre 2010. La société a commencé à constater le BAIIA pour le tronçon de Wood River/Patoka de Keystone au début de février 2011. En février 2011, le prolongement de Cushing a été mis en service et TCPL a également commencé à constater le BAIIA lié à ce tronçon de Keystone. Les flux de trésorerie liés à Keystone, autres que les frais généraux et les frais d'administration et de soutien, ont été capitalisés jusqu'à ce que la société commence à constater le BAIIA.

### Résultats du secteur des oléoducs

Pour la période du 1<sup>er</sup> février au 31 mars  
(non audité)(en millions de dollars)

	<b>2011</b>
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>35</b>
Amortissement	<b>(9)</b>
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>26</b>
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b> (en dollars US)	<b>65</b>
Amortissement	<b>(14)</b>
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>	<b>51</b>
Change	<b>(1)</b>
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b> (en dollars CA)	<b>50</b>
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>76</b>
<b>Sommaire :</b>	
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>99</b>
Amortissement	<b>(23)</b>
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>76</b>

<sup>(1)</sup> 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 et le BAII comparable.

### Données sur l'exploitation

Pour la période du 1<sup>er</sup> février au 31 mars  
(non audité)

	<b>2011</b>
Volumes livrés (en milliers de barils) <sup>(1)</sup> :	
Total	<b>22 466</b>
Moyenne quotidienne	<b>381</b>

<sup>(1)</sup> Les volumes de livraison tiennent compte des livraisons effectuées.

## Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 254 millions de dollars au premier trimestre de 2011, comparativement à celui de 169 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2010.

### Résultats du secteur de l'énergie

(non audité)

(en millions de dollars)

Trimestres clos les 31 mars

2011

2010

<b>Installations énergétiques au Canada</b>		
Installations énergétiques de l'Ouest	120	42
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)</sup>	80	52
Bruce Power	77	63
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(8)	(10)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>269</b>	<b>147</b>
Amortissement	(67)	(60)
<b>BII comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>202</b>	<b>87</b>
<b>Installations énergétiques aux États-Unis</b> (en dollars US)		
Installations énergétiques du Nord-Est <sup>(3)</sup>	71	73
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(9)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(2)</sup></b>	<b>62</b>	<b>64</b>
Amortissement	(30)	(25)
<b>BII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(2)</sup></b>	<b>32</b>	<b>39</b>
Change	-	1
<b>BII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(2)</sup> (en dollars CA)</b>	<b>32</b>	<b>40</b>
<b>Stockage de gaz naturel</b>		
Installations de stockage en Alberta	31	53
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(2)</sup></b>	<b>29</b>	<b>51</b>
Amortissement	(4)	(4)
<b>BII comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(2)</sup></b>	<b>25</b>	<b>47</b>
<b>BAIIA comparable de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>(5)</b>	<b>(5)</b>
<b>BII comparable du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>254</b>	<b>169</b>
<b>Sommaire :</b>		
<b>BAIIA comparable du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>354</b>	<b>259</b>
Amortissement	(100)	(90)
<b>BII comparable du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>254</b>	<b>169</b>

(1) Ces données comprennent Halton Hills depuis septembre 2010.

(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 et le BII comparable.

(3) Ces données comprennent les installations de la deuxième étape du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

*Installations énergétiques au Canada***BAlI comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada<sup>(1)(2)</sup>***(non audité)*

Trimestres clos les 31 mars

*(en millions de dollars)*

	<b>2011</b>	2010
<b>Produits</b>		
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>279</b>	164
Installations énergétiques de l'Est	<b>118</b>	67
Autres <sup>(3)</sup>	<b>23</b>	22
	<b>420</b>	253
<b>Achats de produits de base revendus</b>		
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>(143)</b>	(106)
Autres <sup>(4)</sup>	<b>(5)</b>	(5)
	<b>(148)</b>	(111)
<b>Coûts d'exploitation des centrales et autres</b>	<b>(72)</b>	(48)
<b>Frais généraux et frais d'administration et de soutien</b>	<b>(8)</b>	(10)
<b>BAlIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>192</b>	84
<b>Amortissement</b>	<b>(39)</b>	(37)
<b>BAlI comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>153</b>	47

(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 BAlIA comparable et le BAlI comparable.

(2) Ces données comprennent Halton Hills depuis septembre 2010.

(3) Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et de noir de carbone thermique. Les gains et les pertes réalisés sur les 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 sont présentés en tant que montant net dans les autres produits.

(4) Ces données comprennent 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**

*(non audité)* Trimestres clos les 31 mars

	<b>2011</b>	2010
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>		
<b>Offre</b>		
Électricité produite		
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>681</b>	585
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)</sup>	<b>1 078</b>	429
<b>Achats</b>		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness <sup>(2)</sup>	<b>2 105</b>	2 655
Autres achats	<b>202</b>	149
	<b>4 066</b>	3 818
<b>Ventes</b>		
Électricité vendue à contrat		
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>2 269</b>	2 269
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)</sup>	<b>1 078</b>	445
Électricité vendue au comptant		
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>719</b>	1 104
	<b>4 066</b>	3 818
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(3)</sup></b>		
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(4)</sup>	<b>98 %</b>	95 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)(5)</sup>	<b>99 %</b>	96 %

(1) Ces données comprennent Halton Hills depuis septembre 2010.

(2) Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2011.

- (3) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- (4) Exclut les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.
- (5) Bécancour ne fait pas partie du calcul de la capacité disponible car la production d'électricité est suspendue depuis 2008.

Au premier trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 120 millions de dollars et les produits de ventes d'électricité se sont chiffrés à 279 millions de dollars, soit respectivement 78 millions de dollars et 115 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la même période en 2010. Ces hausses découlent surtout de la progression des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont augmenté de 104 % pour passer de 41 \$ le MWh à 83 \$ le MWh entre le premier trimestre de 2010 et celui de 2011 en raison du temps froid inhabituel conjugué à des arrêts d'exploitation imprévus, ce qui a causé une hausse de la demande et une diminution des approvisionnements sur le marché. Au premier trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait le résultat de 39 millions de dollars tiré de la convention d'achat d'électricité (« CAE ») de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été constatés comme s'il s'agissait d'arrêts d'exploitation habituels aux groupes électrogènes 1 et 2. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur l'arrêt d'exploitation à Sundance A.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont augmenté de 37 millions de dollars entre le premier trimestre de 2010 et celui de 2011, principalement du fait des volumes supérieurs à Sheerness et de l'augmentation des contrats au détail.

Au premier trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est et les produits des ventes d'électricité ont été respectivement de 80 millions de dollars et de 118 millions de dollars, soit respectivement 28 millions de dollars et 51 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la même période en 2010. Ces hausses découlent avant tout du résultat supplémentaire de Halton Hills, dont la mise en service a eu lieu en septembre 2010.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 72 millions de dollars au premier trimestre de 2011, soit une hausse de 24 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2010. La progression provient des coûts de combustible supplémentaires de la centrale de Halton Hills.

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 globale 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. Au premier trimestre de 2011, environ 76 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 67 % au premier trimestre de 2010. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour les volumes d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, au 31 mars 2011, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 6 300 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2011 et 6 800 GWh pour 2012.

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 d'électricité vendue par les installations énergétiques de

l'Est l'a été aux termes de contrats aux premiers trimestres de 2011 et de 2010, ce qui devrait continuer d'être le cas pour le reste de 2011 et en 2012.

### Résultats de Bruce Power<sup>(1)</sup>

(Quote-part de TCPL)

(non audité)

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

Trimestres clos les 31 mars

	2011	2010
Produits <sup>(2)</sup>	213	225
Charges d'exploitation	(136)	(162)
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>77</b>	<b>63</b>
<b>BAIIA comparable de Bruce A<sup>(1)</sup></b>	<b>34</b>	<b>13</b>
<b>BAIIA comparable de Bruce B<sup>(1)</sup></b>	<b>43</b>	<b>50</b>
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>77</b>	<b>63</b>
Amortissement	(28)	(23)
<b>BAII comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>49</b>	<b>40</b>
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>		
Capacité disponible des centrales		
Bruce A	100 %	65 %
Bruce B	91 %	98 %
Capacité cumulée de Bruce Power	94 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus		
Bruce A	-	35
Bruce B	21	-
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus		
Bruce A	4	26
Bruce B	8	6
Volume des ventes (en GWh)		
Bruce A	1 500	989
Bruce B	2 032	2 155
	<b>3 532</b>	<b>3 144</b>
Résultats par MWh		
Produits de Bruce A	65 \$	64 \$
Produits de Bruce B <sup>(3)</sup>	53 \$	58 \$
Produits cumulés de Bruce Power	57 \$	60 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant <sup>(4)</sup>		
	<b>90 %</b>	<b>78 %</b>

(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 et le BAII comparable.

(2) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (5 millions de dollars en 2010).

(3) Ces données comprennent les produits conformément au mécanisme de prix plancher, aux règlements de contrat et à la production réputée et tient compte des volumes associés à la production d'électricité et à la production réputée.

(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 A s'est accrue de 21 millions de dollars pour atteindre 34 millions de dollars au premier trimestre de 2011, en raison de la hausse 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 premier trimestre de 2011 s'est établie à 100 %, avec quatre jours d'arrêt d'exploitation, comparativement à une capacité disponible de 65 % et 61 jours d'arrêt d'exploitation pendant la période correspondante de 2010. Les résultats du premier trimestre de 2010 comprenaient également l'incidence positive d'un paiement versé par Bruce B à Bruce A à

l'égard des modifications apportées en 2009 à un accord à long terme conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). L'incidence positive nette reflétait le pourcentage supérieur de la participation de TCPL dans Bruce A.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 7 millions de dollars pour s'établir à 43 millions de dollars au premier trimestre de 2011, alors qu'elle avait été 50 millions de dollars au premier trimestre de 2010, et ce, en raison de la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés, d'une diminution des volumes et d'une augmentation des charges d'exploitation, puisque les jours d'arrêt d'exploitation ont été plus nombreux, atténuée en partie par le paiement versé au premier trimestre de 2010 à Bruce A à l'égard des modifications apportées en 2009 à un accord à long terme conclu avec l'OEO. La capacité disponible de Bruce B au premier trimestre de 2011 s'est établie à 91 % compte tenu de 29 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 98 % et six jours d'arrêt d'exploitation pendant la même période en 2010.

Selon les modalités d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du premier trimestre de 2011 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 premier trimestre de 2010. De plus, selon les modalités d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,96 \$ le MWh au premier trimestre de 2011 et de 48,76 \$ le MWh au premier trimestre de 2010. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1<sup>er</sup> avril pour tenir compte de l'inflation. À compter du 1<sup>er</sup> avril 2011, le prix fixe pour la production de Bruce A a augmenté pour passer à 66,33 \$ le MWh, alors que le prix plancher pour la production de Bruce B a été majoré à 50,18 \$ le MWh.

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. Pour ce qui est de 2011, TCPL prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants inscrits dans les produits au premier trimestre de 2011 ne devrait être remboursé.

Bruce B conclut 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 a diminué de 5 \$ le MWh pour se situer à 53 \$ le MWh au premier trimestre de 2011, comparativement à la même période en 2010, et il tenait compte des produits constatés aux termes du mécanisme du prix plancher et des ventes contractuelles. Le recul est attribuable au fait que la majeure partie des contrats à prix plus élevés conclus au cours des années précédentes sont arrivés à échéance à la fin de décembre 2010. Au fur et à mesure que les contrats arriveront à échéance, les prix réalisés de Bruce B au cours d'exercices futurs devraient baisser davantage. Au 31 mars 2011, Bruce B avait vendu à terme environ 500 GWh et 670 GWh de volumes nets, représentant la quote-part de TCPL respectivement pour le reste de 2011 et pour 2012.

La capacité disponible générale des centrales en 2011 devrait se situer à environ 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et s'approcher de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Un arrêt d'exploitation prévu à des fins d'entretien d'environ sept semaines a commencé le 15 avril 2011 au réacteur 7 de Bruce B. Bruce A prévoit un arrêt d'exploitation d'environ une semaine au réacteur 3 en juin 2011. Pour un complément d'information sur les arrêts d'exploitation prévus de Bruce Power, il y a lieu de se reporter au rapport de gestion du rapport annuel 2010 de TCPL.

Au 31 mars 2011, Bruce A avait engagé des coûts d'environ 4,2 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 É.-U.

#### BAlI comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)(2)</sup>

(non audité)

(en millions de dollars US)

Trimestres clos les 31 mars

	2011	2010
<b>Produits</b>		
Installations énergétiques <sup>(3)</sup>	255	232
Capacité	39	40
Autres <sup>(4)</sup>	30	25
	<b>324</b>	297
Achats de produits de base revendus	(131)	(136)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>(4)</sup>	(122)	(88)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(9)
<b>BAlIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>62</b>	64
Amortissement	(30)	(25)
<b>BAlI comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>32</b>	39

(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 BAlIA comparable et le BAlI comparable.

(2) Ces données comprennent les installations de la deuxième étape du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

(3) Les gains et pertes réalisés 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 des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques.

(4) Ces données comprennent 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<sup>(1)</sup>

(non audité)

Trimestres clos les 31 mars

	2011	2010
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>		
Offre		
Électricité produite	1 291	891
Achats	1 939	2 486
	<b>3 230</b>	3 377
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(2)(3)</sup></b>	<b>82 %</b>	86 %

(1) Ces données comprennent les installations de la deuxième étape du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

(2) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

(3) La capacité disponible a diminué au cours du trimestre clos le 31 mars 2011 en raison de l'incidence d'un arrêt d'exploitation prévu à Ravenswood.

Pour le premier trimestre de 2011, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 255 millions de dollars US, soit un accroissement de 232 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2010, en raison de la progression des prix réalisés et des produits supplémentaires découlant de la deuxième phase du projet éolien de Kibby qui est entré en exploitation en octobre 2010, contré en partie par le recul des volumes d'électricité vendus.

Les achats de produits de base revendus au premier trimestre de 2011, soit 131 millions de dollars US, ont affiché une baisse comparativement au chiffre de 136 millions de dollars US inscrit pour la même période en 2010, principalement du fait de la baisse des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes des engagements de ventes d'électricité à des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre au premier trimestre de 2011, atténuée en partie par le raffermissement des prix par MWh pour l'électricité achetée.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 122 millions de dollars US au premier trimestre de 2011, montant supérieur de 34 millions de dollars US à celui de la période correspondante de 2010, principalement en raison de la hausse des coûts du combustible provenant d'une augmentation de la production d'électricité au premier trimestre de 2011 et des frais de location au premier trimestre de 2010.

Les installations énergétiques aux États-Unis concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long termes conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros sur les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de PJM Interconnection. Pour réduire l'exposition aux fluctuations des prix au comptant, ces contrats de vente d'électricité sont couverts par un amalgame de contrats d'achat à terme d'électricité, de contrats d'achat à terme de combustible pour produire l'électricité et de contrats financiers. Au 31 mars 2011, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 4 300 GWh d'électricité, ou 60 %, de la production prévue des installations énergétiques aux États-Unis pour le reste de 2011. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant et les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients. La nature saisonnière des installations énergétiques aux États-Unis donne généralement lieu à des volumes de production supérieurs pendant les mois d'été.

#### *Stockage de gaz naturel*

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 29 millions de dollars au premier trimestre de 2011, contre 51 millions de dollars pour la même période en 2010. La baisse du BAIIA comparable au premier trimestre de 2011 est principalement attribuable à la régression des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et auprès de tiers, en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel.

### Autres postes de l'état des résultats

#### Intérêts débiteurs comparables

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme <sup>(1)</sup>		
Libellée en dollars CA	122	131
Libellée en dollars US	182	159
Change	(3)	6
	<b>301</b>	296
Intérêts divers et amortissement	35	32
Intérêts capitalisés	(97)	(134)
<b>Intérêts débiteurs comparables<sup>(2)</sup></b>	<b>239</b>	194



- (1) Ces données comprennent les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur.
- (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 les intérêts débiteurs comparables.

Au premier trimestre de 2011, les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 45 millions de dollars comparativement au chiffre de 194 millions de dollars inscrit au premier trimestre de 2010 pour s'établir à 239 millions de dollars. Cette hausse reflète la réduction des intérêts capitalisés pour Keystone, entré en exploitation en février 2011, et les intérêts débiteurs supplémentaires sur les titres d'emprunt émis pour un montant de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010 et de 1,0 milliard de dollars US en septembre 2010. Ces augmentations ont été contrées en partie par les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars CA en 2010 et en 2011 ainsi que par l'incidence favorable d'un dollar US moins fort sur les intérêts libellés en dollars US. Les intérêts débiteurs comparables au premier trimestre de 2010 comprenaient des pertes sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de TCPL aux fluctuations des taux d'intérêt.

Au premier trimestre de 2011, les intérêts créditeurs et autres comparables se sont accrus de 7 millions de dollars pour passer de 24 millions de dollars au premier trimestre de 2010 à 31 millions de dollars. Cette hausse tient compte des gains réalisés supérieurs sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables sont passés de 114 millions de dollars au premier trimestre de 2010 à 178 millions de dollars au premier trimestre de 2011. Cette hausse s'explique principalement par le résultat avant les impôts supérieur en 2011 comparativement à 2010.

### **Situation de trésorerie et sources de financement**

La situation financière de TCPL et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long termes, ainsi que 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 est appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, par des soldes de caisse élevés et par des lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et 800 millions de dollars US arrivant à échéance respectivement en novembre 2011, décembre 2012 et décembre 2012. Ces facilités appuient les programmes de papier commercial de la société. En outre, au 31 mars 2011, la quote-part de TCPL de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL s'établissait à 113 millions de dollars et les échéances tombaient en 2011 et en 2012. Toujours au 31 mars 2011, TCPL 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 31 mars 2011, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 0,5 milliard de dollars, comparativement à 0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2010. Le recul de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par les dépenses engagées dans le cadre du programme d'investissement de la société, les remboursements sur la dette et les paiements de dividendes, annulé en partie par l'accroissement des fonds provenant de l'exploitation.

*Activités d'exploitation***Fonds provenant de l'exploitation<sup>(1)</sup>**

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Flux de trésorerie</b>		
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	895	712
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	110	116
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>1 005</b>	828

<sup>(1)</sup> 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 aux activités d'exploitation se sont accrues de 177 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 comparativement à la période correspondante de 2010, ce qui reflète la hausse 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 895 millions de dollars pour le premier trimestre de 2011, alors qu'ils avaient été de 712 millions de dollars pour la même période en 2010. L'augmentation est essentiellement attribuable à un accroissement des liquidités générées par le résultat.

Au 31 mars 2011, le passif à court terme de TCPL atteignait 5,1 milliards de dollars alors que son actif à court terme s'établissait à 4,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un fonds de roulement négatif de 1,0 milliard de dollars. Exclusion faite de billets à payer totalisant 2,2 milliards de dollars, aux termes du programme de papier commercial de la société, et des retraits sur ses facilités de crédit, le fonds de roulement de TCPL s'établissait à 1,2 milliard de dollars.

*Activités d'investissement*

TCPL maintient son engagement à mener à bien le reste de son programme d'investissement de 11 milliards de dollars. Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, les dépenses en immobilisations ont totalisé 0,8 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2010). Elles ont été affectées principalement à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, à Keystone, au prolongement du réseau de l'Alberta et à la construction du gazoduc Guadalajara.

*Activités de financement*

En janvier 2011, TCPL a racheté pour 300 millions de dollars de débentures à 4,3 %.

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 continue avec PipeLines LP, dans le cadre de son programme d'investissement.

*Dividendes*

Le 28 avril 2011, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se clôturant le 30 juin 2011, un dividende trimestriel d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 juin 2011. Le dividende est payable le 29 juillet 2011. De plus, le conseil a déclaré, pour la période se clôturant le 30 juillet 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 2 août 2011 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2011.

À compter des dividendes déclarés le 28 avril 2011, les actions ordinaires achetées au moyen de dividendes au comptant réinvestis aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada ne seront plus des actions émises sur le capital autorisé à escompte, mais elles seront acquises à la Bourse de Toronto à un cours qui correspond à 100 % du prix d'achat moyen pondéré. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs afin d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada.

### Obligations contractuelles

Au cours du premier trimestre de 2011, TCPL a affiché une réduction nette de ses obligations d'achat, principalement en raison du règlement de ses engagements dans le cours normal des affaires. Il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2010 et le 31 mars 2011, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL paraissant dans le rapport annuel 2010 de TCPL.

### Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR, 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 2010. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2010 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 2010 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

#### *Modifications de conventions comptables pour 2011*

#### **Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la société a adopté les exigences du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises », qui s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la présentation accrue d'informations. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 étaient également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigent la présentation des

participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclut désormais 100 % des résultats de la filiale et présente la ventilation du bénéfice entre les participations assurant le contrôle et les participations sans contrôle. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 ont été appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 ont été appliqués rétrospectivement.

### *Modifications comptables futures*

#### **PCGR des États-Unis / Normes internationales d'information financière**

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA avait précédemment annoncé que 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 compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Conformément aux PCGR, TCPL applique 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.

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 doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et a supprimé le projet de CATR de son programme actuel. TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur dans un avenir prévisible.

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. TCPL a reporté l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada en 2011, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA*, afin de poursuivre l'application de la CATR.

À titre de société inscrite à la SEC, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et elle a l'option de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison des faits dont il est question ci-dessus, le conseil d'administration de la société a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

#### ***Projet de conversion aux PCGR des États-Unis***

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la société commencera à présenter ses résultats conformément aux PCGR des États-Unis. L'équipe chargée du projet de passage aux IFRS de TCPL a été réaffectée au soutien de la conversion aux PCGR des États-Unis. L'équipe de conversion est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation dans le cadre de l'adoption des PCGR des États-Unis. De plus, la direction informe le comité de vérification de TCPL de l'évolution du projet des PCGR des États-Unis à chaque réunion du comité de vérification.

Une formation aux PCGR des États-Unis est dispensée au personnel et aux administrateurs de TCPL qui sont touchés par la conversion. Il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et procédés en place pour appliquer les PCGR des États-Unis en tant que principales

normes comptables en raison du fait que TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis ».

Les différences cernées entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis qui sont importantes pour la société sont expliquées ci-dessous et sont conformes à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public.

#### *Coentreprises*

Aux termes des PCGR du Canada, la société doit comptabiliser certains placements selon la méthode de consolidation proportionnelle aux termes de laquelle la quote-part des actifs, passifs, produits, charges et flux de trésorerie de TCPL est incluse dans les états financiers de la société. Les PCGR des États-Unis ne permettent pas le recours à la consolidation proportionnelle des coentreprises de TCPL et ils exigent que de tels placements soient constatés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation.

#### *Stocks*

Les PCGR du Canada permettent à la société de constater les stocks de gaz naturel exclusif détenus à leur juste valeur. Conformément aux PCGR des États-Unis, les stocks sont constatés au coût ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

#### *Impôts sur le bénéfice*

Les PCGR du Canada exigent que la société constate les économies d'impôts sur le bénéfice exigibles découlant de la législation fiscale canadienne pratiquement en vigueur. Aux termes des PCGR des États-Unis, les lois doivent être entièrement en vigueur avant que des ajustements d'impôts sur le bénéfice puissent être constatés.

#### *Avantages sociaux*

Les PCGR du Canada exigent qu'une entité constate un actif ou un passif au titre des prestations constituées relativement aux régimes de retraite à prestations déterminées et aux autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les PCGR des États-Unis exigent d'un employeur qu'il constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation des régimes de retraite à prestations déterminées et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en tant qu'actif ou que passif au bilan et qu'il comptabilise les variations de la situation de capitalisation à l'état des autres éléments du résultat étendu dans l'exercice au cours duquel elles surviennent.

#### *Frais d'émission de titres d'emprunt*

Les PCGR du Canada exigent que les frais d'émission de titres d'emprunt soient inclus dans la dette à long terme. Aux termes des PCGR des États-Unis, ces coûts sont classés en tant qu'actifs reportés.

### **Instruments financiers et gestion des risques**

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

#### *Risque de crédit lié aux contreparties et risque d'illiquidité*

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 se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous le

poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 mars 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 297 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 d'illiquidité 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.

#### *Risque lié au prix des stocks de gaz naturel*

Au 31 mars 2011, 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 49 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2010). La variation de l'ajustement à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre clos le 31 mars 2011 a donné lieu à des gains non réalisés nets avant les impôts de 2 millions de dollars (pertes de 24 millions de dollars en 2010), qui ont été constatés en tant qu'augmentation des produits et des stocks. Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des pertes non réalisées nettes avant les impôts de 7 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2010), montant constaté 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 14 millions de dollars au 31 mars 2011 (12 millions de dollars au 31 décembre 2010). La hausse depuis le 31 décembre 2010 s'explique principalement par l'accroissement des prix à terme pour l'électricité en Alberta ainsi que par la volatilité accrue des prix sur le marché de l'électricité en Alberta.

#### *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 31 mars 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,5 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 10,8 milliards de dollars (11,1 milliards de dollars US). Au 31 mars 2011, un montant de 251 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) 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 audité) (en millions de dollars)	31 mars 2011		31 décembre 2010	
	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2011 à 2017)	246	3 150 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2011)	5	550 US	2	100 US
	<b>251</b>	<b>3 700 US</b>	<b>181</b>	<b>2 900 US</b>

<sup>(1)</sup> 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 audité) (en millions de dollars)	31 mars 2011		31 décembre 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actifs financiers<sup>(1)</sup></b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	544	544	752	752
Débiteurs et autres <sup>(2)(3)</sup>	1 585	1 619	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 279	1 279	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	25	25	20	20
	<b>3 433</b>	<b>3 467</b>	<b>3 699</b>	<b>3 739</b>
<b>Passifs financiers<sup>(1)(3)</sup></b>				
Billets à payer	2 192	2 192	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés <sup>(4)</sup>	1 125	1 125	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 703	2 703	2 703	2 703
Intérêts courus	366	366	361	361
Dettes à long terme	17 327	20 416	17 922	21 523
Billets subordonnés de rang inférieur	962	969	985	992
Dettes à long terme des coentreprises	849	944	866	971
	<b>25 524</b>	<b>28 715</b>	<b>26 373</b>	<b>30 086</b>

<sup>(1)</sup> Le bénéfice net consolidé au premier trimestre de 2011 comprenait des pertes de 9 millions de dollars (pertes 7 millions de dollars en 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 2010) 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.

<sup>(2)</sup> Au 31 mars 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 266 millions de dollars (1 280 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les débiteurs, de 38 millions de dollars dans les autres actifs à court terme (40 millions de dollars au 31 décembre 2010) et de 306 millions de dollars (264 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les actifs incorporels et autres actifs.

- (3) Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US au 31 décembre 2010) au titre de la dette à long terme qui est ajusté à la juste valeur.
- (4) Au 31 mars 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 093 millions de dollars (1 507 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les créditeurs et de 32 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2010) 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 :

#### 31 mars 2011

(non audité)

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

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	175 \$	123 \$	10 \$	17 \$
Passifs	(132)\$	(154)\$	(16)\$	(18)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	21 828	169	-	-
Ventes	24 462	132	-	-
En dollars CA	-	-	-	836
En dollars US	-	-	1 839 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(4)</sup>	(1)\$	(16)\$	2 \$	(1)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(4)</sup>	3 \$	(26)\$	21 \$	2 \$
Dates d'échéance	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	75 \$	6 \$	- \$	9 \$
Passifs	(177)\$	(19)\$	(56)\$	(19)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	18 273	16	-	-
Ventes	7 906	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 000 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(4)</sup>	(38)\$	(3)\$	- \$	(5)\$
Dates d'échéance	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

(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 Gpi<sup>3</sup>.



- (4) Les montant nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de 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 de flux de trésorerie 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 9 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2011, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2011, 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 clos le 31 mars 2011 comprenait des pertes de 3 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 clos le 31 mars 2011, 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.

**2010***(non audité)**(tous les montants sont en millions,**sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction</b>				
Justes valeurs <sup>(1)(2)</sup>				
Actifs	169 \$	144 \$	8 \$	20 \$
Passifs	(129)\$	(173)\$	(14)\$	(21)\$
Valeurs nominales <sup>(2)</sup>				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	15 610	158	-	-
Ventes	18 114	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	736
En dollars US	-	-	1 479 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2010 <sup>(4)</sup>	(16)\$	2 \$	- \$	(4)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2010 <sup>(4)</sup>	22 \$	(12)\$	8 \$	(4)\$
Dates d'échéance <sup>(2)</sup>	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(1)(2)</sup>				
Actifs	112 \$	5 \$	- \$	8 \$
Passifs	(186)\$	(19)\$	(51)\$	(26)\$
Valeurs nominales <sup>(2)</sup>				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	16 071	17	-	-
Ventes	10 498	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 125 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2010 <sup>(4)</sup>	(7)\$	(3)\$	- \$	(10)\$
Dates d'échéance <sup>(2)</sup>	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

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

(2) Au 31 décembre 2010.

- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.
- (4) Les montant nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de 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 de flux de trésorerie 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 8 millions de dollars et une valeur nominale de 250 millions de dollars US au 31 décembre 2010. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2010, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2010 comprenait des pertes de 8 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 clos le 31 mars 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.

### *Présentation des instruments financiers dérivés au bilan*

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

*(non audité)*

*(en millions de dollars)*

	31 mars 2011	31 décembre 2010
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	243	273
Créditeurs	(326)	(337)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs	423	374
Montants reportés	(265)	(282)

### *Autres risques*

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2010 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2010.

### Contrôles et procédures

Au 31 mars 2011, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable au 31 mars 2011.

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

Depuis leur présentation, dans le rapport annuel 2010 de TCPL, les perspectives de la société au sujet des résultats pour 2011 se sont améliorées en raison du raffermissement des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble pour les installations énergétiques de l'Ouest au premier trimestre de 2011. Puisqu'il y a lieu de croire que les conditions climatiques seront plus normales et qu'une capacité de production supplémentaire caractérisera le marché de l'Alberta, TCPL ne prévoit pas que ces prix se maintiendront au niveau supérieur affiché au premier trimestre pour le reste de 2011. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2010 de TCPL.

## Faits nouveaux

### **Gazoducs**

#### *Réseau principal au Canada*

En février 2011, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL au sujet des droits provisoires révisés de 2011 pour le réseau principal au Canada à compter du 1<sup>er</sup> mars 2011 ayant trait au réseau principal au Canada. Les droits provisoires révisés sont en harmonie avec le règlement en vigueur pour la période de 2007 à 2011 et comportent deux ajustements qui ont donné lieu à des besoins en produits inférieurs et, par le fait même, à des droits provisoires réduits. TCPL prépare actuellement la demande d'approbation des droits définitifs de 2011, qu'elle compte déposer auprès de l'ONÉ le 29 avril 2011. La société a poursuivi ses discussions avec les expéditeurs et les autres parties prenantes en vue de conclure un accord sur les droits pour les années à venir qui rehausserait l'avantage concurrentiel du réseau principal au Canada et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Malheureusement, les discussions n'ont pas donné lieu à un tel accord et, selon toute vraisemblance, TCPL déposera une demande générale auprès de l'ONÉ plus tard en 2011 afin de déterminer les droits pour 2012 et au-delà.

Au premier trimestre de 2011, les volumes de livraison et les produits ont été supérieurs aux projections contenues dans la demande de droits provisoires de 2011 en raison des températures plus froides que prévues. L'écart définitif par rapport aux produits de 2011 dépendra des volumes réels de livraison de 2011 et de la décision de l'ONÉ quant aux coûts et aux droits définitifs pour 2011.

TCPL a effectué un appel de soumissions fructueux pour le réseau principal au Canada qui s'est terminé en janvier 2011 et qui a donné lieu à la signature d'ententes préalables visant le transport de 230 000 gigajoules par jour (« GJ/j ») de gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus jusqu'aux marchés de l'Est. La société a procédé à un autre appel de soumissions afin de répondre à l'intérêt sur le marché à l'égard du transport du gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus sur le réseau principal au Canada. L'appel de soumissions s'est terminé le 15 avril 2011 et devrait permettre le transport de 150 000 GJ/j supplémentaires jusqu'aux marchés situés à l'est du point de livraison de Parkway près de Hamilton, en Ontario, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2013. Les ententes préalables qui ont été signées à la suite de ces appels de soumissions devraient servir à appuyer une demande relative aux installations que la société prévoit déposer auprès de l'ONÉ au troisième trimestre de 2011.

#### *Réseau de l'Alberta*

Le réseau de l'Alberta continue d'être exploité selon les modalités des droits provisoires de 2011 approuvés par l'ONÉ en 2010. TCPL s'attend à déposer une demande de droits définitifs pour 2011 au

deuxième trimestre de 2011, qui tiendrait compte des modalités du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2010-2012 et de l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines. La société prévoit que les droits révisés entreront en vigueur au troisième trimestre de 2011.

Le projet de gazoduc de Horn River a été approuvé par l'ONÉ en janvier 2011 et la construction s'est amorcée en mars 2011.

La société a conclu un accord lui permettant d'obtenir des engagements contractuels dans le cadre d'un nouveau projet visant à relier de nouveaux approvisionnements gaziers de 100 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») dans le nord-est de la Colombie-Britannique d'ici 2014, et les volumes devraient atteindre 300 Mpi<sup>3</sup>/j d'ici 2020. Ce projet devrait prolonger le pipeline de Horn River d'environ 100 kilomètres (« km ») (62 milles) et son coût en capital est évalué à 265 millions de dollars.

Outre le projet de Horn River, TCPL continue de faire progresser l'aménagement de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta afin d'assurer le transport de nouveaux approvisionnements gaziers. La société a déposé plusieurs demandes auprès de l'ONÉ en vue de faire approuver de nouvelles expansions du réseau de l'Alberta pour répondre aux demandes de service de transport de gaz naturel supplémentaire dans le secteur nord-ouest du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le total du coût en capital de ces projets d'expansion est évalué à 475 millions de dollars.

### *PipeLines LP*

Le 26 avril 2011, la société a annoncé qu'elle avait conclu des ententes prévoyant la vente de participations de 25 % chacune dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à PipeLines LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US, montant qui comprend une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison. La vente devrait être conclue en mai 2011 et elle sera assujettie à l'acceptation de certaines conditions de signature.

À la fin d'avril 2011, PipeLines LP a annoncé un appel public à l'épargne par voie de prise ferme de 6 300 000 parts ordinaires au prix de 47,58 \$ US la part. Le produit brut d'environ 300 millions de dollars US découlant de cet appel public à l'épargne servira à financer en partie l'acquisition, le solde étant financé par un prélèvement sur le prêt-relais confirmé et inutilisé de 400 millions de dollars US de PipeLines LP et un prélèvement sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang confirmée et inutilisée de 250 millions de dollars US de PipeLines LP. Par ailleurs, une option de 30 jours prévoyant l'achat de 945 000 parts ordinaires supplémentaires au même prix a été accordée aux preneurs fermes. La clôture de l'appel public à l'épargne est prévue pour le 3 mai 2011.

Dans le cadre de cet appel public à l'épargne, TCPL fera un apport de capital de 6 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 % dans PipeLines LP. En présumant que les preneurs ferme exercent leur option d'acheter des parts supplémentaires, la participation de TCPL dans PipeLines LP devrait s'établir à environ 33,3 %.

### *Projet de gazoduc de la vallée de Mackenzie*

En mars 2011, l'ONÉ a remis le certificat de commodité et de nécessité publiques au projet de GVM, marquant ainsi la fin du processus de réglementation fédéral. Les promoteurs du projet continuent de poursuivre leurs démarches en vue d'obtenir l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement,

ce qui permettrait au projet d'aller de l'avant. TCPL maintient son engagement à faire progresser le projet.

### *Guadalajara*

La construction du gazoduc de Guadalajara, au Mexique, de 305 km (190 milles), était achevée à environ 90 % à la mi-avril 2011. De plus, TCPL et la Comisión Federal de Electricidad ont récemment signé un contrat leur permettant d'ajouter un poste de compression au gazoduc. Le coût en capital du projet, y compris le poste de compression, devrait totaliser quelque 420 millions de dollars US. Le gazoduc devrait entrer en exploitation commerciale à la fin du deuxième trimestre de 2011 et le poste de compression devrait être mis en service au début de 2013.

### *Projet de gazoduc de l'Alaska*

Les membres de l'équipe du projet de gazoduc de l'Alaska poursuivent leur collaboration avec les expéditeurs afin de résoudre les conditions stipulées dans les soumissions reçues dans le cadre des appels de soumissions liées au projet et comptent déposer une demande auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis avant la date d'échéance d'octobre 2012.

## **Oléoducs**

### *Keystone*

Vers la fin de janvier 2011, les travaux ont été achevés afin de permettre l'exploitation du tronçon de Wood River/Patoka à la pression nominale à la suite de la décision de l'ONÉ de supprimer la restriction relative à la pression d'exploitation maximale en décembre 2010. En février 2011, le prolongement de Cushing est entré en exploitation commerciale et a rallongé le réseau d'oléoducs jusqu'à Cushing, en Oklahoma, portant ainsi la capacité nominale à 591 000 b/j.

L'expansion du réseau Keystone de TCPL jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique en est maintenant aux dernières étapes du processus d'examen réglementaire. Le 15 avril 2011, le Département d'État américain, principal organisme chargé des approbations réglementaires fédérales aux États-Unis, a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire en réponse aux commentaires reçus à la suite de la publication de l'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental en avril 2010 et de traiter des nouvelles données et des renseignements supplémentaires reçus. L'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire fournit un complément d'information sur les questions environnementales clés, mais n'apporte aucun changement à la conclusion tirée de l'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental, soit que le projet rehausserait la sécurité énergétique des États-Unis, serait bénéfique pour l'économie et aurait un impact environnemental limité. Le Département d'État a invité les parties intéressées à formuler des commentaires au sujet de l'avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire au cours d'une période de 45 jours qui prend fin le 6 juin 2011. Une fois ces commentaires reçus et à la suite de la publication ultérieure de l'énoncé d'impact environnemental final, le Département d'État tiendra des consultations avec d'autres organismes fédéraux américains au cours d'une période de 90 jours afin de déterminer s'il est dans l'intérêt national d'approuver l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le Département d'État a indiqué qu'il rendrait une décision finale relativement au permis présidentiel d'ici la fin de 2011.

Le coût en capital de Keystone, y compris l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe de Mexique, est évalué à 13 milliards de dollars US. Au 31 mars 2011, un montant de 7,6 milliards de dollars US

avait été investi, y compris 1,5 milliard de dollars US pour l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le solde devrait être investi d'ici la date de mise en service de l'expansion, qui est prévue pour 2013. Les coûts en capital liés à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage des coûts en capital avec les expéditeurs de capacité garantie sous contrats à long terme de Keystone, en fonction des risques et des avantages.

Le 31 mars 2011, Keystone a déposé une demande de droits fixes révisés pour le tronçon Wood River/Patoka du réseau auprès de l'ONÉ et de la FERC. La société prévoit que les tarifs révisés, qui tiennent compte des coûts finals du projet de tronçon de Wood River/Patoka, entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2011, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

En 2010, trois entités, ayant chacune conclu un accord de services de transport pour le prolongement jusqu'à Cushing, ont présenté des exposés distincts contre certaines filiales de Keystone appartenant à TCPL à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, sollicitant des mesures de redressement déclaratoires ou, à défaut, des dommages-intérêts de divers montants. Toutes les réclamations ont été abandonnées et la société n'a encouru aucun frais ni aucune responsabilité.

## Énergie

### *Sundance A*

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été mis hors service pour être soumis à des tests et TransAlta Corporation (« TransAlta ») a invoqué un cas de force majeure à cet égard en janvier 2011. En février 2011, TransAlta a officiellement informé TCPL qu'elle en était arrivée à la conclusion que les groupes électrogènes 1 et 2 ne pouvaient pas être remplacés ni réparés de façon rentable et que la CAE relative à Sundance A devrait par conséquent prendre fin.

TCPL n'est pas d'accord avec la décision de TransAlta d'invoquer un cas de force majeure et de procéder à la destruction et conteste les deux décisions conformément à la procédure de résolution des conflits contenue dans la CAE. Puisque les renseignements limités reçus jusqu'à maintenant par TCPL n'appuient pas ces réclamations, TCPL continue de constater les produits et les coûts tirés de la CAE comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal.

### *Bruce*

La remise en état des réacteurs 1 et 2 de Bruce A se poursuit avec le raccordement du réacteur 2 remis en état aux systèmes de la centrale. La mise en service de la centrale est en cour au réacteur 2 et le rythme s'accéléra au deuxième trimestre de 2011, lorsque les travaux de construction seront essentiellement achevés. L'assemblage du canal de combustible est maintenant en cours au réacteur 1 et son achèvement est prévu pour le deuxième trimestre de 2011. L'installation de ces canaux de combustible constitue l'étape finale du travail d'Énergie atomique du Canada limitée sur les réacteurs.

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 atteindre 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 pendant le premier trimestre de 2012. L'exploitation commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2012. La quote-part de TCPL du coût en capital

total est prévue à environ 2,4 milliards de dollars, dont un montant de 2,1 milliards de dollars avait été engagé au 31 mars 2011.

### *Coolidge*

La construction de la centrale de Coolidge de 500 millions de dollars US est achevée. La centrale électrique de pointe à cycle simple, alimentée au gaz naturel, et d'une puissance de 575 MW, devrait entrer en service le 1<sup>er</sup> mai 2011.

### *Ravenswood*

Les paramètres qui orientent les prix de la capacité pour les installations énergétiques aux États-Unis sont périodiquement ajustés et ils subissent l'influence de certains facteurs, notamment les coûts associés à l'entrée sur le marché, dont tiennent compte les courbes de la demande administrativement établies, l'offre disponible et les variations de la demande prévue. Le repli de l'économie a entraîné une diminution de la demande qui, cumulée à l'accroissement de l'offre, a donné lieu à des pressions à la baisse sur les prix de la capacité. Le 28 janvier 2011, la FERC a rendu une décision sur une demande tarifaire présentée par le New York Independent System Operator (« NYISO ») au sujet de l'ajustement périodique des courbes de la demande. La FERC a rendu plusieurs décisions relativement à ces courbes de la demande et a instruit le NYISO d'apporter des révisions dans un document de conformité devant être déposé au plus tard le 29 mars 2011. Le NYISO l'a fait le 29 mars 2011, et la FERC n'a pas encore rendu sa décision. Bien que TCPL prévoie que la décision de la FERC donnera lieu à des courbes de la demande plus prononcées qui influenceront favorablement sur les prix de la capacité, les conséquences précises de cette décision demeureront incertaines tant que la décision relative au document de conformité du NYISO ne sera pas totalement mise en application.

### *Oakville*

En septembre 2009, l'OEO a adjugé à TCPL un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans visant la construction, la possession et l'exploitation d'une centrale d'une puissance de 900 MW à Oakville, en Ontario. TCPL prévoyait investir approximativement 1,2 milliard de dollars dans la centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné. En octobre 2010, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il n'ira pas de l'avant avec la centrale électrique d'Oakville. TCPL est à négocier un règlement avec l'OEO visant à résilier le contrat d'approvisionnement en énergie propre et à indemniser TCPL pour les conséquences économiques associées à cette résiliation.

### *Cartier énergie éolienne*

La construction se poursuit dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne au Québec. Le projet de Montagne-Sèche de 58 MW et la première phase de 101 MW du projet de parc éolien de Gros-Morne devraient entrer en exploitation en décembre 2011. La deuxième phase de 111 MW du projet de Gros-Morne devrait entrer en exploitation en décembre 2012. Il s'agit des quatrième et cinquième parcs éoliens en cours d'aménagement au Québec par Cartier énergie éolienne, qui appartient à 62 % à TCPL. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne, soit 590 MW, est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans.

### Renseignements sur les actions

Au 26 avril 2011, TCPL avait 675 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** <sup>(1)</sup>

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars,</i> <i>sauf les montants par action)</i>	2011	2010				2009		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	<b>2 243</b>	2 057	2 129	1 923	1 955	1 986	2 049	1 984
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	<b>414</b>	276	387	292	301	384	343	316
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action – de base et dilué	<b>0,60 \$</b>	0,40 \$	0,57 \$	0,43 \$	0,46 \$	0,58 \$	0,55 \$	0,52 \$

<sup>(1)</sup> Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada et présentées en dollars CA.

*Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle*

Dans le secteur des gazoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits annuels, le BAII et le bénéfice net de TCPL 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 de TCPL 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.

Pour le secteur des oléoducs, qui est principalement constitué de la participation de la société dans l'oléoduc Keystone, les produits annuels et le bénéfice net de TCPL sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits, le BAII et le bénéfice net de TCPL sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent de modifications des volumes transportés sur le marché au comptant et des droits connexes imputés. Les volumes transportés sur le marché au comptant dépendent de la demande des clients, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus pour les raffineries, installations terminales et pipelines ainsi que de circonstances 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, le BAII et le bénéfice net de TCPL 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 :

- Au premier trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Bison, mis en service en janvier 2011. Le secteur des oléoducs a commencé à constater le BAII pour Wood River/Patoka et le prolongement de Keystone jusqu'à Cushing en février 2011. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 18 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au quatrième trimestre de 2010, le BAII du secteur des gazoducs affichait un recul en raison de la constatation d'une provision au titre de l'évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts (127 millions de dollars après les impôts) relativement aux avances à l'APG dans le cadre du GVM. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui est entrée en service en octobre 2010, et des gains non réalisés nets de 22 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au troisième trimestre de 2010, le BAII de l'entreprise de gazoducs a augmenté en raison de la constatation, sur neuf mois, d'un résultat supplémentaire lié au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période 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 Halton Hills, installation entrée en service en septembre 2010, et des gains non réalisés nets de 4 millions de dollars avant les impôts (3 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- Au deuxième trimestre de 2010, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 15 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 de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net tient compte d'une diminution 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.
- Au premier trimestre de 2010, le BAII du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 49 millions de dollars avant les impôts (32 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.

- Au quatrième trimestre de 2009, le BAII du secteur des gazoducs 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 découlant de l'émissions 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 de certaines activités de gestion des risques. 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 d'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 de certaines activités de gestion des risques.
- 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 de certaines activités de gestion des risques. 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.

## État consolidé des résultats

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Produits</b>	<b>2 243</b>	<b>1 955</b>
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	759	747
Achats de produits de base revendus	277	256
Amortissement	370	343
	<b>1 406</b>	<b>1 346</b>
<b>Charges financières (produits financiers)</b>		
Intérêts débiteurs	239	194
Intérêts débiteurs des coentreprises	16	16
Intérêts créditeurs et autres	(33)	(24)
	<b>222</b>	<b>186</b>
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>615</b>	<b>423</b>
<b>Charge d'impôts</b>		
Exigibles	100	80
Futurs	71	17
	<b>171</b>	<b>97</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>444</b>	<b>326</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	30	25
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>414</b>	<b>301</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>408</b>	<b>295</b>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## État consolidé du résultat étendu

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 mars	
	2011	2010
<b>Bénéfice net</b>	<b>444</b>	<b>326</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>		
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(98)	(147)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	49	59
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	(51)	(76)
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 <sup>(4)</sup>	44	(1)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(56)</b>	<b>(165)</b>
<b>Résultat étendu</b>	<b>388</b>	<b>161</b>
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	33	24
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>355</b>	<b>137</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>349</b>	<b>131</b>

<sup>(1)</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (charge d'impôts de 30 millions de dollars en 2010).

<sup>(2)</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de 19 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (charge d'impôts de 26 millions de dollars en 2010).

<sup>(3)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (recouvrement d'impôts de 57 millions de dollars en 2010).

<sup>(4)</sup> Déduction faite d'une charge d'impôts de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2010).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## État consolidé des flux de trésorerie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos 2011	les 31 mars 2010
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>		
Bénéfice net	444	326
Amortissement	370	343
Impôts futurs	71	17
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(11)	(32)
Autres	21	58
	<u>895</u>	<u>712</u>
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	110	116
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<u>1 005</u>	<u>828</u>
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations	(784)	(1 276)
Montants reportés et autres	5	(216)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<u>(779)</u>	<u>(1 492)</u>
<b>Activités de financement</b>		
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(285)	(266)
Avances reçues de (versées à) la société mère	84	383
Distributions versées aux participations sans contrôle	(21)	(21)
Billets à payer émis, montant net	133	432
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	-	10
Réduction de la dette à long terme	(321)	(141)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	-	8
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(11)	(26)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	<u>(421)</u>	<u>379</u>
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<u>(13)</u>	<u>(17)</u>
<b>Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<u>(208)</u>	<u>(302)</u>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		
Au début de la période	<u>752</u>	<u>979</u>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		
À la fin de la période	<u>544</u>	<u>677</u>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>		
Impôts sur le bénéfice payés, déduction faite des remboursements	87	4
Intérêts payés	<u>262</u>	<u>243</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Bilan consolidé

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

	31 mars 2011	31 décembre 2010
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	544	752
Débiteurs	1 266	1 280
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 279	1 363
Stocks	402	425
Autres	602	777
	<u>4 093</u>	<u>4 597</u>
<b>Immobilisations corporelles</b>	36 113	36 244
<b>Écart d'acquisition</b>	3 488	3 570
<b>Actifs réglementaires</b>	1 486	1 512
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	2 070	2 026
	<u>47 250</u>	<u>47 949</u>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	2 192	2 092
Créditeurs	1 948	2 247
Intérêts courus	366	361
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	574	894
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	64	65
	<u>5 144</u>	<u>5 659</u>
<b>Montant à rembourser à TransCanada Corporation</b>	2 703	2 703
<b>Passifs réglementaires</b>	334	314
<b>Montants reportés</b>	689	694
<b>Impôts futurs</b>	3 316	3 250
<b>Dette à long terme</b>	16 753	17 028
<b>Dette à long terme des coentreprises</b>	785	801
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	962	985
	<u>30 686</u>	<u>31 434</u>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Participations assurant le contrôle	15 804	15 747
Participations sans contrôle	760	768
	<u>16 564</u>	<u>16 515</u>
	<u>47 250</u>	<u>47 949</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(877)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(98)	-	(98)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	49	-	49
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	-	(52)	(52)
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 <sup>(4)(5)</sup>	-	42	42
Solde au 31 mars 2011	<u>(732)</u>	<u>(204)</u>	<u>(936)</u>
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(147)	-	(147)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	59	-	59
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	-	(77)	(77)
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 <sup>(4)</sup>	-	1	1
Solde au 31 mars 2010	<u>(680)</u>	<u>(116)</u>	<u>(796)</u>

(1) Déduction faite d'une charge d'impôts de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (charge d'impôts de 30 millions de dollars en 2010).

(2) Déduction faite d'une charge d'impôts de 19 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (charge d'impôts de 26 millions de dollars en 2010).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (recouvrement d'impôts de 57 millions de dollars en 2010).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2010).

(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 86 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.

## État consolidé des capitaux propres

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

Trimestres clos les 31 mars

2011

2010

**Actions ordinaires**

Solde au début et à la fin de la période

11 636

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

341

335

Autres

-

2

Solde à la fin de la période

341

337

**Bénéfices non répartis**

Solde au début de la période

4 258

4 131

Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle

414

301

Dividendes sur les actions ordinaires

(292)

(275)

Dividendes sur les actions privilégiées

(6)

(6)

Solde à la fin de la période

4 374

4 151

**Cumul des autres éléments du résultat étendu**

Solde au début de la période

(877)

(632)

Autres éléments du résultat étendu

(59)

(164)

Solde à la fin de la période

(936)

(796)

3 438

3 355

**Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle**

15 804

14 730

**Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle**

Solde au début de la période

768

785

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

PipeLines LP

26

22

Portland

4

3

Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle

3

(1)

Distributions versées aux participations sans contrôle

(21)

(21)

Autres

(20)

(21)

Solde à la fin de la période

760

767

**Total des capitaux propres**

16 564

15 497

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.



## Notes afférentes aux états financiers consolidés

(non audité)

### 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 ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») et qui sont décrits plus en détail à la note 2. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés audités annuels de TCPL pour l'exercice clos le 31 décembre 2010. 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 audités de 2010 compris dans le rapport annuel 2010 de TCPL. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobe TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. 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 2010 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Dans le secteur des gazoducs, qui est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits annuels et le bénéfice net de TCPL 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 de TCPL 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.

Pour le secteur des oléoducs, qui est principalement constitué de la participation de la société dans l'oléoduc Keystone, les produits ainsi que le bénéfice net de TCPL sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net de TCPL sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice et les fluctuations découlent de modifications des volumes transportés sur le marché au comptant et des droits connexes imputés. Les volumes transportés sur le marché au comptant dépendent de la demande des clients, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus pour les raffineries, installations terminales et pipelines ainsi que de circonstances 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 de TCPL 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

### *Modifications de conventions comptables pour 2011*

#### **Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la société a adopté les exigences du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises », qui s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la présentation accrue d'informations. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 étaient également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigent la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclut désormais 100 % des résultats de la filiale et présente la ventilation du bénéfice entre les participations assurant le contrôle et les participations sans contrôle. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 ont été appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 ont été appliqués rétrospectivement.

### *Modifications comptables futures*

#### **PCGR des États-Unis / Normes internationales d'information financière**

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA avait précédemment annoncé que 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 compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Conformément aux PCGR, TCPL applique 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. L'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et a supprimé le projet de CATR de son programme actuel. TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur dans un avenir prévisible.

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. TCPL a reporté l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada en 2011, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA*, afin de poursuivre l'application de la CATR.

À titre de société inscrite à la SEC, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et elle a l'option de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison des faits dont il est question ci-dessus, le conseil d'administration de la société a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

#### ***Projet de conversion aux PCGR des États-Unis***

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la société commencera à présenter ses résultats conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables et l'incidence financière de l'adoption des PCGR des États-Unis sont conformes à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public. Il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et procédés en place pour appliquer les PCGR des États-Unis en tant que principales normes comptables puisque TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis ».

L'équipe chargée du projet de passage aux IFRS de TCPL a été réaffectée au soutien de la conversion aux PCGR des États-Unis. L'équipe de conversion est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation dans le cadre de l'adoption des PCGR des États-Unis. De plus, la direction informe le comité de vérification de TCPL de l'évolution du projet des PCGR des États-Unis à chaque réunion du comité de vérification.

### 3. Informations sectorielles

Pour les trimestres clos

les 31 mars

(non audité)

(en millions de dollars)

	Gazoducs		Oléoducs <sup>(1)</sup>		Énergie		Siège social		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Produits	1 129	1 129	135	-	979	826	-	-	2 243	1 955
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(333)	(361)	(36)	-	(366)	(360)	(24)	(26)	(759)	(747)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(277)	(256)	-	-	(277)	(256)
Amortissement	(244)	(253)	(23)	-	(100)	(90)	(3)	-	(370)	(343)
	552	515	76	-	236	120	(27)	(26)	837	609
Intérêts débiteurs									(239)	(194)
Intérêts débiteurs des coentreprises									(16)	(16)
Intérêts créditeurs et autres									33	24
Impôts sur le bénéfice									(171)	(97)
Bénéfice net									444	326
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(30)	(25)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									414	301
Dividendes sur les actions privilégiées									(6)	(6)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									408	295

(1) Depuis février 2011, TCPL comptabilise le résultat lié aux installations de Wood River/Patoka et au prolongement Cushing de Keystone.

#### Total de l'actif

(non audité)

(en millions de dollars)

	31 mars 2011	31 décembre 2010
Gazoducs	23 201	23 592
Oléoducs	8 603	8 501
Énergie	12 693	12 847
Siège social	2 753	3 009
	47 250	47 949

### 4. Dette à long terme

Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, la société a capitalisé des intérêts de 97 millions de dollars (134 millions de dollars en 2010) relativement aux projets d'investissement.

### 5. Instruments financiers et gestion des risques

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

### ***Risque de crédit lié aux contreparties et risque d'illiquidité***

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 se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 mars 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 297 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 d'illiquidité 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.

### ***Risque lié au prix des stocks de gaz naturel***

Au 31 mars 2011, 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 49 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2010). La variation de l'ajustement à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre clos le 31 mars 2011 a donné lieu à des gains non réalisés nets avant les impôts de 2 millions de dollars (pertes de 24 millions de dollars en 2010), qui ont été constatés en tant qu'augmentation des produits et des stocks. Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, la variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à des pertes non réalisées nettes avant les impôts de 7 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2010), montant constaté 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 14 millions de dollars au 31 mars 2011 (12 millions de dollars au 31 décembre 2010). La hausse depuis le 31 décembre 2010 s'explique principalement par l'accroissement des prix à terme pour l'électricité en Alberta ainsi que par la volatilité accrue des prix sur le marché de l'électricité en Alberta.

### ***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 31 mars 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,5 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) et une juste valeur de 10,8 milliards de dollars (11,1 milliards de dollars US). Au 31 mars 2011, un montant de 251 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) 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 audité) (en millions de dollars)	31 mars 2011		31 décembre 2010	
	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2011 à 2017)	246	3 150 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2011)	5	550 US	2	100 US
	<u>251</u>	<u>3 700 US</u>	<u>181</u>	<u>2 900 US</u>

<sup>(1)</sup> 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 audité) (en millions de dollars)	31 mars 2011		31 décembre 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actifs financiers<sup>(1)</sup></b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	544	544	752	752
Débiteurs et autres <sup>(2)(3)</sup>	1 585	1 619	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 279	1 279	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	25	25	20	20
	<u>3 433</u>	<u>3 467</u>	<u>3 699</u>	<u>3 739</u>
<b>Passifs financiers<sup>(1)(3)</sup></b>				
Billets à payer	2 192	2 192	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés <sup>(4)</sup>	1 125	1 125	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 703	2 703	2 703	2 703
Intérêts courus	366	366	361	361
Dette à long terme	17 327	20 416	17 922	21 523
Billets subordonnés de rang inférieur	962	969	985	992
Dette à long terme des coentreprises	849	944	866	971
	<u>25 524</u>	<u>28 715</u>	<u>26 373</u>	<u>30 086</u>

<sup>(1)</sup> Le bénéfice net consolidé au premier trimestre de 2011 comprenait des pertes de 9 millions de dollars (pertes de 7 millions de dollars en 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 2010) 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 non dérivés.

<sup>(2)</sup> Au 31 mars 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 266 millions de dollars (1 280 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les débiteurs, de 38 millions de dollars dans les autres actifs à court terme (40 millions de dollars au 31 décembre 2010) et de 306 millions de dollars (264 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les actifs incorporels et autres actifs.

<sup>(3)</sup> Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US au 31 décembre 2010) au titre de la dette à long terme qui est ajusté à la juste valeur.

<sup>(4)</sup> Au 31 mars 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 093 millions de dollars (1 507 millions de dollars au 31 décembre 2010) dans les créditeurs et de 32 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2010) 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 :

31 mars 2011

(non audité)

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

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	175 \$	123 \$	10 \$	17 \$
Passifs	(132)\$	(154)\$	(16)\$	(18)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	21 828	169	-	-
Ventes	24 462	132	-	-
En dollars CA	-	-	-	836
En dollars US	-	-	1 839 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(4)</sup>	(1)\$	(16)\$	2 \$	(1)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(4)</sup>	3 \$	(26)\$	21 \$	2 \$
Dates d'échéance	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	75 \$	6 \$	- \$	9 \$
Passifs	(177)\$	(19)\$	(56)\$	(19)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	18 273	16	-	-
Ventes	7 906	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 000 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(4)</sup>	(38)\$	(3)\$	- \$	(5)\$
Dates d'échéance	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

(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 (« Gpi<sup>3</sup> »).

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de 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 de flux de trésorerie 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 9 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2011, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2011, 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 clos le 31 mars 2011 comprenait des pertes de 3 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 clos le 31 mars 2011, 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.

## 2010

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

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction</b>				
Justes valeurs <sup>(1)(2)</sup>				
Actifs	169 \$	144 \$	8 \$	20 \$
Passifs	(129)\$	(173)\$	(14)\$	(21)\$
Valeurs nominales <sup>(2)</sup>				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	15 610	158	-	-
Ventes	18 114	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	736
En dollars US	-	-	1 479 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2010 <sup>(4)</sup>	(16)\$	2 \$	- \$	(4)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2010 <sup>(4)</sup>	22 \$	(12)\$	8 \$	(4)\$
Dates d'échéance <sup>(2)</sup>	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(1)(2)</sup>				
Actifs	112 \$	5 \$	- \$	8 \$
Passifs	(186)\$	(19)\$	(51)\$	(26)\$
Valeurs nominales <sup>(2)</sup>				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	16 071	17	-	-
Ventes	10 498	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 125 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2010 <sup>(4)</sup>	(7)\$	(3)\$	- \$	(10)\$
Dates d'échéance <sup>(2)</sup>	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

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

(2) Au 31 décembre 2010.

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de 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 de flux de trésorerie 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.

- <sup>(5)</sup> 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 8 millions de dollars et une valeur nominale de 250 millions de dollars US au 31 décembre 2010. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2010, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier 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.
- <sup>(6)</sup> Le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2010 comprenait des pertes de 8 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 clos le 31 mars 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.

### *Présentation des instruments financiers dérivés au bilan*

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

*(non audité)*

*(en millions de dollars)*

	31 mars 2011	31 décembre 2010
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	243	273
Créditeurs	(326)	(337)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs	423	374
Montants reportés	(265)	(282)

### *Hierarchie 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 justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont déterminées en fonction de 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 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.



Il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau aux premiers trimestres de 2011 et de 2010. Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données d'entrée d'entrée importantes observables (deuxième niveau)		Données d'entrée importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>								
Stocks de gaz naturel	-	-	49	49	-	-	49	49
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	26	28	-	-	26	28
Contrats de change	15	10	246	179	-	-	261	189
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	232	269	4	5	236	274
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	72	93	53	56	-	-	125	149
Passifs liés aux instruments financiers dérivés:								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(37)	(47)	-	-	(37)	(47)
Contrats de change	(14)	(11)	(58)	(54)	-	-	(72)	(65)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(282)	(299)	(13)	(8)	(295)	(307)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(140)	(178)	(29)	(15)	-	-	(169)	(193)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	25	20	-	-	-	-	25	20
	<u>(42)</u>	<u>(66)</u>	<u>200</u>	<u>166</u>	<u>(9)</u>	<u>(3)</u>	<u>149</u>	<u>97</u>

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 :

Pour les trimestres clos les 31 mars

*(non audité)*

*(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)*

	Instruments dérivés <sup>(1)</sup>	
	2011	2010
Solde au début de la période	(3)	(2)
Nouveaux contrats <sup>(2)</sup>	1	(10)
Transferts du troisième niveau <sup>(3)</sup>	(2)	(5)
Règlements	-	(1)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	-	5
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	(5)	8
Solde à la fin de la période	<u>(9)</u>	<u>(5)</u>

<sup>(1)</sup> La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés est présentée sur une base nette.

<sup>(2)</sup> Pour le trimestre clos le 31 mars 2011, il n'y a eu aucun montant (perte de 1 million de dollars en 2010) inclus dans le bénéfice net attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de la période considérée et toujours détenus à la date du bilan.

<sup>(3)</sup> 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 7 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 mars 2011.

## 6. 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 clos les 31 mars (non audité)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
Coût des services rendus au cours de la période	14	12	-	-
Intérêts débiteurs	23	23	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(28)	(27)	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	2	-	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	16	11	2	2

## 7. Éventualités

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix annuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. La société estime que les montants constatés dans les produits au cours des trois premiers mois de 2011 ne seront pas remboursés.

## 8. Opérations entre apparentés

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

(en millions de dollars)	Dates d'échéance	2011		2010	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2011	2 572	1,4 %	2 566	1,4 %
Facilité de crédit		(1 293)	3,0 %	(1 203)	3,0 %
		1 279		1 363	

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

(en millions de dollars)	Dates d'échéance	2011		2010	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit	2012	2 703	3,8 %	2 703	3,8 %

## 9. Événements postérieurs à la date du bilan

Le 26 avril 2011, la société a annoncé qu'elle avait conclu des ententes prévoyant la vente de participations de 25 % chacune dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à PipeLines LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US, montant qui comprend une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison. La vente devrait être conclue en mai 2011 et elle est assujettie à l'acceptation de certaines conditions de signature.

À la fin d'avril 2011, PipeLines LP a annoncé un appel public à l'épargne par voie de prise ferme de 6 300 000 parts ordinaires au prix de 47,58 \$ US la part. Le produit brut d'environ 300 millions de dollars US découlant de cet appel public à l'épargne servira à financer en partie l'acquisition, le solde étant financé par un prélèvement sur le prêt-relais confirmé et inutilisé de 400 millions de dollars US de PipeLines LP et un prélèvement sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang confirmée et inutilisée de 250 millions de dollars US de PipeLines LP. Par ailleurs, une option de 30 jours prévoyant l'achat de 945 000 parts ordinaires supplémentaires au même prix a été accordée aux preneurs fermes. La clôture de l'appel public à l'épargne est prévue pour le 3 mai 2011.

Dans le cadre de cet appel public à l'épargne, TCPL fera un apport de capital de 6 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 % dans PipeLines LP. En présumant que les preneurs fermes exercent leur option d'acheter des parts supplémentaires, la participation de TCPL dans PipeLines LP devrait s'établir à environ 33,3 %.

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/Shawn Howard au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

Site Web de TCPL : [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).