

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2009

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 30 juillet 2009, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2008 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les autres documents d'information continue de la société, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines Limited. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2008 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 actionnaires 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. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière anticipées de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, des stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers, des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique

du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué 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 » (« BAI »), « BAI comparable » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies prescrites dans les principes comptables généralement reconnus (« 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 en mesure de mieux comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TCPL, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

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

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

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

Présentation de l'information financière

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de l'information figurant dans les tableaux du présent rapport de gestion afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Les sommaires des résultats des secteurs des pipelines et de l'énergie sont présentés géographiquement en séparant les tranches canadienne et américaine de chaque secteur. La société croit que cette nouvelle présentation décrit plus clairement la performance financière de ses entités commerciales. La nouvelle présentation fait état du BAIIA et du BAII puisque la société croit que ces mesures rehaussent la transparence de l'information et fournissent des renseignements plus utiles en ce qui a trait à la performance des actifs individuels de la société. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé déclaré revenant aux actionnaires ordinaires.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII en regard du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié) (en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
BAIIA comparable⁽¹⁾	747	714	301	260	(31)	(26)	1 017	948
Amortissement	(258)	(257)	(87)	(58)	-	-	(345)	(315)
BAII comparable⁽¹⁾	489	457	214	202	(31)	(26)	672	633
Poste particulier :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel	-	-	(7)	12	-	-	(7)	12
BAII⁽¹⁾	489	457	207	214	(31)	(26)	665	645
Intérêts débiteurs							(264)	(191)
Charges financières des coentreprises							(16)	(17)
Intérêts créditeurs et autres produits							34	20
Impôts sur les bénéfices							(95)	(122)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(13)	(17)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							311	318
Poste particulier (déduction faite des impôts) :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel							5	(8)
Résultat comparable⁽¹⁾							316	310

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

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

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
BAIIA comparable⁽¹⁾	1 618	1 516	591	547	(61)	(48)	2 148	2 015
Amortissement	(518)	(511)	(173)	(114)	-	-	(691)	(625)
BAII comparable⁽¹⁾	1 100	1 005	418	433	(61)	(48)	1 457	1 390
Postes particuliers :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel	-	-	(20)	(5)	-	-	(20)	(5)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	279	-	-	-	-	-	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	17	-	-	-	-	-	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)	-	-	-	(41)
BAII⁽¹⁾	1 100	1 301	398	387	(61)	(48)	1 437	1 640
Intérêts débiteurs							(565)	(415)
Charges financières des coentreprises							(30)	(33)
Intérêts créditeurs et autres produits							56	31
Impôts sur les bénéfices							(209)	(372)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(48)	(88)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							641	763
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :								
Ajustement de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel							14	4
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine							-	(152)
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN							-	(10)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater							-	27
Résultat comparable⁽¹⁾							655	632

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

Au deuxième trimestre de 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de TCPL s'est chiffré à 311 millions de dollars, comparativement à 318 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008. Ce recul du bénéfice s'explique par les facteurs énoncés ci-après :

- le BAII accru du secteur des pipelines, principalement en raison de l'incidence positive d'un dollar américain plus vigoureux pour les installations du secteur des pipelines qui se trouvent en sol américain;
- le BAII moins élevé du secteur de l'énergie en raison de la baisse des prix de l'électricité des installations énergétiques de l'Ouest et d'un ajustement, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, de 13 millions de dollars après les impôts au titre des stocks et des contrats à terme de gaz naturel; ces diminutions ont été en partie annulées par l'accroissement du résultat de Bruce Power en raison des prix réalisés supérieurs, des installations énergétiques de l'Est à la suite de la mise en service du Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton et de l'entreprise de stockage de gaz naturel grâce à la baisse du coût du gaz naturel exclusif vendu;
- les pertes accrues au titre du BAII du secteur du siège social découlant de l'augmentation des coûts des services de soutien par suite de la croissance des actifs;

- l'augmentation des intérêts débiteurs à la suite de l'émission de titres de créance en 2008 et au premier trimestre de 2009, contrebalancée par la diminution de la charge fiscale compte tenu principalement du fléchissement du résultat et des ajustements d'impôts sur les bénéfices positifs en 2009.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2009 s'est établi à 316 millions de dollars, comparativement à 310 millions de dollars pour la même période en 2008. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2009 et de 2008 ne tenait pas compte des pertes non réalisées de respectivement 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et de 8 millions de dollars après les impôts (12 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Le BAII comparable est passé de 633 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008 à 672 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009. Cette progression de 39 millions de dollars s'explique principalement par l'augmentation réalisée au sein des secteurs des pipelines et de l'énergie, annulée en partie par l'accroissement des coûts des services de soutien dans le secteur du siège social.

Pour le premier semestre de 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de TCPL s'est chiffré à 641 millions de dollars, comparativement à 763 millions de dollars pour le premier semestre de 2008. Le recul de 122 millions de dollars du bénéfice net s'explique par les facteurs énoncés ci-après :

- le BAII réduit du secteur des pipelines en raison des gains de 152 millions de dollars après les impôts (279 millions de dollars avant les impôts) sur la vente des actions reçues par GTN et Portland dans le cadre des règlements à la suite de la faillite de Calpine et du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu au premier trimestre de 2008 en règlement d'une action en justice mettant en cause GTN. Les répercussions sur le secteur des pipelines ont été partiellement atténuées par l'incidence positive d'un dollar américain plus vigoureux pour les installations du secteur des pipelines qui se trouvent en sol américain;
- le BAII accru du secteur de l'énergie compte tenu de l'apport supérieur de Bruce Power en raison de l'accroissement des prix réalisés et de la production et des installations énergétiques de l'Est à la suite de la mise en service du Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton ainsi que de l'incidence de la radiation de coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés au titre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater au premier trimestre de 2008; ces incidences positives sur les résultats du secteur de l'énergie ont été en partie annulées par l'apport réduit des installations énergétiques de l'Ouest compte tenu des prix réalisés généralement inférieurs et des moindres volumes d'électricité vendus;
- les pertes supérieures au titre du BAII du secteur du siège social découlant de l'augmentation des coûts des services de soutien en raison de la croissance des actifs;
- l'augmentation des intérêts débiteurs à la suite de l'émission de titres de créance en 2008 et au premier trimestre de 2009 et l'incidence négative du raffermissement du dollar américain, contrebalancées en partie par la diminution de la charge fiscale compte tenu du fléchissement du résultat et des ajustements d'impôts sur les bénéfices positifs en 2009.

Le résultat comparable du premier semestre de 2009 s'est établi à 655 millions de dollars, comparativement à 632 millions de dollars pour la même période en 2008. Le résultat comparable du premier semestre de 2009 et de 2008 ne tenait pas compte des pertes nettes non réalisées de respectivement 14 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) et de 4 millions de dollars après les impôts (5 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, le résultat comparable du premier semestre de 2008 excluait les gains de 152 millions de dollars après les impôts touchés en règlement de la faillite de Calpine, les gains de 10 millions de dollars après les impôts reçus en règlement d'une action en justice mettant en cause GTN et la radiation de coûts de 27 millions de dollars après les impôts au titre du projet de GNL de Broadwater.

Le BAII comparable est passé de 1,4 milliard de dollars au premier semestre de 2008 à 1,5 milliard de dollars au premier semestre de 2009. La progression de 67 millions de dollars du BAII comparable s'explique principalement par la hausse du BAII comparable dans le secteur des pipelines, annulée en partie par la baisse du BAII comparable dans le secteur de l'énergie et par l'accroissement des coûts des services de soutien dans le secteur du siège social.

Les résultats de chaque secteur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Le secteur des pipelines a produit un BAII comparable de 489 millions de dollars et de 1,1 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, comparativement à 457 millions de dollars et à 1,0 milliard de dollars pour les périodes correspondantes de 2008.

Le BAII comparable du premier semestre de 2008 ne tenait pas compte des gains de 279 millions de dollars réalisés par GTN et Portland en règlement de la faillite de Calpine ni du produit de 17 millions de dollars reçu par GTN en règlement de la poursuite d'un fournisseur de logiciel.

Résultats du secteur des pipelines*(non vérifié)**(en millions de dollars)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Pipelines au Canada				
Réseau principal au Canada	288	283	572	573
Réseau de l'Alberta	177	179	345	358
Foothills	34	34	68	69
Autres (TQM, Ventures LP)	12	13	31	26
BAIIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾	511	509	1 016	1 026
Pipelines aux États-Unis				
ANR	73	72	206	174
GTN	49	46	110	98
Great Lakes	33	29	77	65
Iroquois	21	12	44	27
PipeLines LP ⁽²⁾	16	15	40	34
Portland ⁽²⁾	2	2	16	14
International (Tamazunchale, TransGas, INNERGY/Gas Pacifico)	15	12	28	22
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽³⁾	(3)	(5)	(6)	(10)
Participations sans contrôle ⁽²⁾	38	39	103	93
BAIIA comparable des pipelines aux États-Unis⁽¹⁾	244	222	618	517
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(8)	(17)	(16)	(27)
BAIIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	747	714	1 618	1 516
Amortissement	(258)	(257)	(518)	(511)
BAII comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	489	457	1 100	1 005
Postes particuliers :				
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽⁴⁾	-	-	-	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	-	17
BAII du secteur des pipelines⁽¹⁾	489	457	1 100	1 301

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

⁽²⁾ Les résultats de PipeLines LP et de Portland tiennent compte des participations respectives de 32,1 % et de 61,7 % de TCPL. Les participations sans contrôle tiennent compte des montants dont TCPL n'est pas redevable.

⁽³⁾ Représentent les coûts liés aux pipelines que la société ne détient pas en propriété exclusive au Canada et à l'étranger.

⁽⁴⁾ À la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine dont la valeur initiale était respectivement de 154 millions de dollars et de 103 millions de dollars. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain supplémentaire de 22 millions de dollars.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Réseau principal au Canada	67	70	133	138
Réseau de l'Alberta	40	33	79	65
Foothills	6	6	12	13

Pipelines au Canada

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé, respectivement, de 3 millions de dollars et de 5 millions de dollars, régression provenant surtout d'une diminution de la base tarifaire moyenne et d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires inférieur, déterminé par l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), qui est passé de 8,71 % en 2008 à 8,57 % en 2009, annulée en partie par la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 40 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009 et à 79 millions de dollars pour le premier semestre de 2009, comparativement à 33 millions de dollars et à 65 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. Le résultat en 2009 reflète l'incidence de l'augmentation de la base tarifaire moyenne par rapport à 2008 en raison de l'expansion du réseau pour répondre aux besoins des clients et l'effet du règlement pour 2008-2009 approuvé par l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») en décembre 2008.

Le réseau de l'Alberta a produit un BAIIA de 177 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009 et de 345 millions de dollars pour le premier semestre de 2009, comparativement à 179 millions de dollars et à 358 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. Ces baisses sont principalement imputables à un recul des produits en raison du taux d'amortissement inférieur autorisé par le règlement, mais elles sont contrées en partie par les produits obtenus en raison des charges financières supérieures et de l'augmentation du résultat du fait du règlement.

Pipelines aux États-Unis

Le BAIIA d'ANR s'est chiffré, respectivement, à 73 millions de dollars et à 206 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, comparativement à 72 millions de dollars et à 174 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2008. L'augmentation réalisée au deuxième trimestre et pour les six premiers mois de 2009 s'explique surtout par le raffermissement du dollar américain en 2009, annulée en partie par la baisse connexe des ventes de gaz naturel et de condensats découlant principalement du recul des prix et l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, la hausse provient en outre des produits de transport et de stockage supérieurs compte tenu de l'utilisation accrue et des prix favorables pour la capacité actuelle et les nouveaux projets de croissance.

Le BAIIA de GTN s'est établi à respectivement 49 millions de dollars et 110 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, soit une hausse de respectivement 3 millions de dollars et 12 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2008. La progression est principalement imputable au raffermissement du dollar américain en 2009, mais elle est en partie contrebalancée par un recul des produits.

Le BAIIA pour le reste des pipelines aux États-Unis, à respectivement 122 millions de dollars et 302 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, se compare à

104 millions de dollars et à 245 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2008. L'augmentation était essentiellement attribuable au raffermissement du dollar américain, à l'accroissement des produits à court terme pour Iroquois ainsi qu'à la diminution des frais de soutien en 2009.

Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Foothills		ANR ⁽³⁾		Réseau de GTN ⁽³⁾	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	6 566	7 123	4 671	4 286	717	760	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	1 859	1 762	1 827	1 930	562	660	867	861	344	394
Moyenne quotidienne	10,3	9,7	10,1	10,6	3,1	3,6	4,8	4,7	1,9	2,2

(1) Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan ont totalisé 883 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (971 Gpi³ en 2008) pour une moyenne quotidienne de 4,9 Gpi³ (5,3 Gpi³ en 2008).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 1 848 Gpi³ pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (1 919 Gpi³ en 2008) pour une moyenne quotidienne de 10,2 Gpi³ (10,5 Gpi³ en 2008).

(3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR et du réseau de GTN puisque ces réseaux sont exploités conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Coûts de projet capitalisés

Au 30 juin 2009, les autres actifs comprenaient un montant de 162 millions de dollars relativement aux coûts capitalisés pour le projet d'expansion du réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Au 30 juin 2009, TCPL avait consenti des avances de 142 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group (« APG ») relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Le calendrier de réalisation du projet demeure toutefois incertain. Les discussions entre le groupe faisant partie de la coentreprise et le gouvernement du Canada se poursuivent. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet. Pour TCPL, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2009, à 214 millions de dollars, se compare aux 202 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2008. Il ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009 ni d'un gain non réalisé de 12 millions de dollars au deuxième trimestre de 2008 découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Le BAII comparable du secteur de l'énergie pour le premier semestre de 2009 s'est élevé à 418 millions de dollars, comparativement à 433 millions de dollars pour le premier semestre de 2008.

Il ne tient pas compte des pertes non réalisées nettes de respectivement 20 millions de dollars et 5 millions de dollars en 2009 et 2008 découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. De plus, le BAII comparable en 2008 excluait la radiation de coûts de 41 millions de dollars qui avaient été capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater.

Résultats du secteur de l'énergie

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	59	138	152	237
Installations énergétiques de l'Est	60	34	112	69
Bruce Power	102	49	201	103
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(9)	(19)	(16)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽¹⁾	210	212	446	393
Installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾				
Installations énergétiques du Nord-Est	76	60	118	124
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(10)	(23)	(19)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾	65	50	95	105
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	36	10	75	79
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(4)	(5)	(6)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽¹⁾	34	6	70	73
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(8)	(8)	(20)	(24)
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾	301	260	591	547
Amortissement	(87)	(58)	(173)	(114)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾	214	202	418	433
Postes particuliers :				
Ajustements de la juste valeur des stocks et des contrats à terme de gaz naturel	(7)	12	(20)	(5)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)
BAII du secteur de l'énergie⁽¹⁾	207	214	398	387

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

(2) Comprend Ravenswood depuis août 2008.

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

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin 2009	2008	Semestres terminés les 30 juin 2009	2008
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	174	283	389	578
Installations énergétiques de l'Est	71	48	140	100
Autres ⁽³⁾	41	35	90	52
	286	366	619	730
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(109)	(110)	(207)	(266)
Installations énergétiques de l'Est	-	-	-	(2)
Autres ⁽⁴⁾	(17)	(21)	(63)	(34)
	(126)	(131)	(270)	(302)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(43)	(64)	(87)	(123)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(9)	(19)	(16)
Autres produits	2	1	2	1
BAIIA comparable⁽²⁾	108	163	245	290

(1) Comprend les centrales de Portlands Energy et de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

(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.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel et de noir de carbone thermique.

(4) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

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

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 30 juin 2009	2008	Semestres terminés les 30 juin 2009	2008
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	572	506	1 177	1 135
Installations énergétiques de l'Est	421	226	776	512
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 725	2 835	5 165	6 194
Autres achats	122	222	307	537
	3 840	3 789	7 425	8 378
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 597	2 819	4 650	5 893
Installations énergétiques de l'Est	419	270	810	602
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	824	700	1 965	1 883
	3 840	3 789	7 425	8 378
Capacité disponible des centrales				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾⁽³⁾	93 %	78 %	92 %	85 %
Installations énergétiques de l'Est	98 %	96 %	98 %	97 %

(1) Comprend les centrales de Portlands Energy et de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

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

(3) La capacité disponible des centrales des installations énergétiques de l'Ouest s'est accrue pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 en raison des arrêts d'exploitation aux centrales de MacKay River et de Cancarb en 2008.

Au deuxième trimestre de 2009, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest a été de 59 millions de dollars, soit 79 millions de dollars de moins que les 138 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2008. Cette baisse provient surtout de la diminution du résultat enregistré par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble.

Entre le semestre terminé le 30 juin 2009 et celui terminé le 30 juin 2008, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest a reculé de 85 millions de dollars passant de 237 millions de dollars à 152 millions de dollars, principalement en raison des prix de l'électricité inférieurs réalisés dans leur ensemble, mais cette baisse a été annulée en partie par la réduction des coûts par mégawatt-heure (« MWh ») aux termes des conventions d'achat d'électricité (« CAE »).

Le fléchissement des prix réalisés dans leur ensemble a également contribué au recul de 109 millions de dollars et de 189 millions de dollars des produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest pour respectivement le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 par rapport aux périodes correspondantes de 2008.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un BAIIA de 60 millions de dollars et de 112 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, soit une hausse de respectivement 26 millions de dollars et 43 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2008. Ces gains proviennent avant tout du résultat supplémentaire de Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton de Cartier énergie éolienne qui sont entrés en service en avril 2009 et novembre 2008, ainsi que de l'accroissement des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement établis à 43 millions de dollars et à 87 millions de dollars, montants inférieurs à ceux des périodes correspondante de 2008 qui s'expliquent avant tout par le recul des prix du gaz naturel des installations énergétiques de l'Ouest.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnements ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de leur capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 76 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au deuxième trimestre de 2009, comparativement à 80 % au deuxième trimestre de 2008. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 30 juin 2009, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 4 800 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2009 et 6 100 GWh d'électricité en 2010.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. Par conséquent, la totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été sur le marché au comptant au deuxième trimestre de 2009 et

de 2008 et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats pour le reste de 2009 et en 2010.

Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TCPL)

(non vérifié)

(en millions de dollars,

à moins d'indication contraire)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Produits ⁽¹⁾⁽²⁾	240	191	461	376
Charges d'exploitation ⁽²⁾	(138)	(142)	(260)	(273)
BAIIA comparable⁽³⁾	102	49	201	103
BAIIA comparable de Bruce A⁽³⁾	47	22	88	57
BAIIA comparable de Bruce B⁽³⁾	55	27	113	46
BAIIA comparable⁽³⁾	102	49	201	103
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	100 %	85 %	99 %	91 %
Bruce B	75 %	81 %	86 %	77 %
Capacité cumulée de Bruce Power	83 %	82 %	90 %	81 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus				
Bruce A	-	26	-	33
Bruce B	45	50	45	100
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus				
Bruce A	-	1	5	2
Bruce B	33	15	41	48
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 563	1 330	3 058	2 826
Bruce B	1 662	1 804	3 801	3 428
	3 225	3 134	6 859	6 254
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	64 \$	63 \$	64 \$	61 \$
Produits de Bruce B	70 \$	56 \$	63 \$	56 \$
Produits cumulés de Bruce Power	68 \$	58 \$	63 \$	58 \$
Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽⁴⁾	42 \$	44 \$	36 \$	36 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant	40 %	33 %	38 %	39 %

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 11 millions de dollars et de 21 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (7 millions de dollars et 13 millions de dollars pour les périodes respectives de 2008). Ils comprennent également des gains de néant et de 2 millions de dollars attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (pertes de 3 millions de dollars et de 6 millions de dollars en 2008).

(2) Comprend des ajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(3) 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.

(4) Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible et exclusion faite de l'amortissement.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a augmenté de 53 millions de dollars pour s'établir à 102 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009, par rapport à la période correspondante de 2008, augmentation principalement attribuable aux prix supérieurs réalisés ainsi

qu'à la production supérieure et à la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est accrue de 25 millions de dollars pour atteindre 47 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009, par rapport à la période correspondante de 2008, en raison de l'accroissement des volumes et de la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux à la suite de la révision du calendrier de deux arrêts d'exploitation prévus, soit de mars 2009 à septembre 2009. La capacité disponible de Bruce A au deuxième trimestre de 2009 s'est établie à 100 %, puisqu'il n'y a eu aucun arrêt d'exploitation, comparativement à une capacité disponible de 85 % et des arrêts d'exploitation totalisant 27 jours au cours de la même période en 2008.

Par rapport à la période correspondante de 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B a progressé de 28 millions de dollars pour s'établir à 55 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009, augmentation s'expliquant surtout par les prix supérieurs réalisés compte tenu des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher prévu au contrat conclu par Bruce B avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). Cette hausse a été en partie annulée par le recul de la production en raison de l'augmentation de 13 jours du nombre de jours d'arrêt d'exploitation par rapport au deuxième trimestre de 2008.

En 2008, Bruce B n'avait constaté dans les produits aucun des paiements de soutien aux termes du mécanisme de prix plancher puisque le prix moyen annuel sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher moyen. Les montants reçus au cours d'une année donnée conformément au mécanisme de prix plancher doivent être remboursés si les prix sur le marché au comptant pour le reste de l'année visée sont supérieurs au prix plancher. En ce qui a trait à 2009, 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 montant constaté dans les produits pour les six premiers mois de 2009 ne devrait être remboursable.

Par rapport à la période correspondante de 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power s'est amplifiée de 98 millions de dollars pour se chiffrer à 201 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2009 en raison des prix supérieurs réalisés ainsi qu'à la production plus élevée et à la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power pendant le deuxième trimestre de 2009 a augmenté, passant de 3 134 GWh au deuxième trimestre de 2008 à 3 225 GWh au deuxième trimestre de 2009. Les réacteurs de Bruce Power ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 83 % au deuxième trimestre de 2009 comparativement à 82 % au deuxième trimestre de 2008. Un arrêt d'exploitation prévu d'environ huit semaines du réacteur 8 de Bruce B s'est amorcé à la mi-avril 2009. Un arrêt d'exploitation à des fins d'entretien d'environ six semaines du réacteur 4 de Bruce A et un arrêt d'exploitation d'environ un mois du réacteur 3 de Bruce A ont été reportés de mars 2009 à septembre 2009. Le pourcentage de capacité disponible totale en 2009 est actuellement évalué entre 90 % et 95 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à environ 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du deuxième trimestre de 2009 a été vendue au prix fixe de 64,45 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 63,00 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2008. Toute la production des réacteurs 5 à 8 de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,76 \$ le MWh au

deuxième trimestre de 2009 et de 47,66 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2008. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Au 30 juin 2009, Bruce B avait vendu à terme environ 1 900 GWh et 2 700 GWh, représentant la quote-part de TCPL pour respectivement le reste de 2009 et 2010. Pour réduire son exposition aux prix sur le marché au comptant, Bruce B a conclu la majeure partie de ces contrats à prix fixe entre 2006 et 2008, lorsque le prix sur ce marché était supérieur au prix plancher. Aux termes de ces contrats, Bruce B reçoit la différence entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant pour la production vendue à terme conformément aux contrats. Le prix réalisé par Bruce B pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, soit respectivement 70 \$ le MWh et 63 \$ le MWh reflète les produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des ventes contractuelles, comparativement à 56 \$ le MWh pour les périodes correspondantes de 2008 pendant lesquelles aucuns produits n'avaient été constatés aux termes du mécanisme de prix plancher.

Au 30 juin 2009, Bruce A avait engagé des coûts de 2,9 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2 et d'environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

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

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Produits				
Électricité	321	215	661	441
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	78	95	250	177
	399	310	911	618
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(117)	(105)	(272)	(239)
Autres ⁽⁵⁾	(56)	(96)	(187)	(162)
	(173)	(201)	(459)	(401)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽⁴⁾	(150)	(49)	(334)	(93)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(10)	(23)	(19)
BAIIA comparable⁽²⁾	65	50	95	105

⁽¹⁾ Comprend Ravenswood depuis août 2008.

⁽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.

⁽³⁾ Comprend les ventes de gaz naturel.

⁽⁴⁾ Comprend les activités liées à l'exploitation, par TCPL, de la centrale de production de vapeur de Ravenswood pour le compte des propriétaires.

⁽⁵⁾ Comprend le coût du gaz naturel vendu.

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

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 404	830	2 572	1 630
Électricité achetée	1 135	1 339	2 394	2 817
	2 539	2 169	4 966	4 447
Ventes				
Électricité vendue à contrat	1 791	2 101	3 577	4 281
Électricité vendue au comptant	748	68	1 389	166
	2 539	2 169	4 966	4 447
Capacité disponible des centrales	78 %	96 %	68 %	94 %

⁽¹⁾ Comprend Ravenswood depuis août 2008.

Le BAIIA des installations énergétiques aux États-Unis a été de 65 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009, soit 15 millions de dollars de plus que le BAIIA constaté à la même période en 2008. Les résultats du deuxième trimestre de 2009 tiennent compte du BAIIA de la centrale électrique de Ravenswood acquise en août 2008 et de l'incidence positive du raffermissement du dollar américain en 2009, annulés en partie par le recul des prix réalisés pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre. Pour le semestre terminé le 30 juin 2009, le BAIIA des installations énergétiques aux États-Unis s'est établi à 95 millions de dollars, une baisse de 10 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2008, principalement en raison des débits d'écoulement inférieurs aux centrales en production de TC Hydro au deuxième trimestre de 2009 comparativement aux niveaux supérieurs à la moyenne enregistrés en 2008 et des prix moins élevés réalisés pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre, annulée en partie par le raffermissement du dollar US.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les produits des installations énergétiques aux États-Unis sont respectivement passés de 215 millions de dollars à 321 millions de dollars et de 441 millions de dollars à 661 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2008. L'accroissement s'explique par les produits supplémentaires provenant de la centrale de Ravenswood acquise en août 2008 et par l'incidence favorable du raffermissement du dollar US.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité sont respectivement passés de 105 millions de dollars à 117 millions de dollars et de 239 millions de dollars à 272 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2008. La hausse est attribuable à l'incidence favorable du raffermissement du dollar US.

Au deuxième trimestre de 2009, les autres produits et les autres achats de produits de base revendus de respectivement 78 millions de dollars et 56 millions de dollars ont accusé un recul comparativement au chiffre du deuxième trimestre de 2008 en raison de la baisse des prix du gaz naturel, atténué cependant par l'accroissement des volumes de gaz vendu et acheté et le raffermissement du dollar américain. De plus, le recul des autres produits a été annulé en partie par les produits supplémentaires provenant d'une installation de production de vapeur à Ravenswood.

Les autres produits et les autres achats de produits de base revendus, à respectivement 250 millions de dollars et 187 millions de dollars, se sont accrus de respectivement 73 millions de dollars et 25 millions de dollars au cours du semestre terminé le 30 juin 2009, et ce, surtout en raison de la hausse des volumes de gaz naturel vendu et acheté et de l'incidence du relèvement du dollar américain,

hausse atténuée en partie par le recul des prix du gaz naturel. Les produits supplémentaires provenant de la centrale thermique à Ravenswood ont par ailleurs fait augmenter les autres produits.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont respectivement établis à 150 millions de dollars et à 334 millions de dollars, comparativement aux résultats de 49 millions de dollars et de 93 millions de dollars enregistrés pour les périodes correspondantes de 2008. La progression provient des coûts supplémentaires de Ravenswood.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, 29 % et 28 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 3 % et à 4 % pour les périodes correspondantes de 2008, puisqu'il n'y avait en place aucun contrat de vente d'électricité pour Ravenswood au-delà de 2008 au moment où la centrale a été achetée. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour les volumes d'électricité produite non visés par des contrats, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu, au 30 juin 2009, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 3 800 GWh d'électricité pour le reste de 2009 et pour 8 100 GWh en 2010. Certains volumes contractuels dépendent toutefois du taux d'utilisation des clients. Au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrat varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est respectivement élevé à 34 millions de dollars et à 70 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, comparativement au BAIIA de 6 millions de dollars et de 73 millions de dollars enregistré pour les périodes correspondantes de 2008. La progression de 28 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009 est surtout attribuable au coût inférieur du gaz naturel exclusif vendu à la centrale d'Edson ainsi qu'à l'accroissement des produits tirés du stockage de tiers. Le recul de 3 millions de dollars du BAIIA au cours du semestre terminé le 30 juin 2009 s'explique par les retraits moins élevés et les ventes réduites de gaz naturel exclusif aux installations d'Edson comparativement à la même période en 2008.

Le BAIIA comparable ne comprenait pas les pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars et de 20 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (gain de 12 millions de dollars et perte de 5 millions de dollars pour les mêmes périodes de 2008), lesquelles découlent des changements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Pour gérer le résultat tiré du stockage de gaz naturel exclusif, TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, ce qui lui permet de garantir des marges positives dans l'avenir et d'éliminer par le fait même le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme de gaz naturel constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement. À partir du deuxième trimestre de 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif est calculée en fonction d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente. Auparavant, la juste valeur des stocks était déterminée au moyen du prix à terme de un mois. L'incidence de cette révision sur le BAIIA pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 n'était pas importante.

Amortissement

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, l'amortissement s'est élevé à respectivement 87 millions de dollars et 173 millions de dollars, soit une augmentation respective de 29 millions de dollars et de 59 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2008. L'augmentation résulte principalement de l'acquisition de Ravenswood en août 2008.

Siège social

Le BAII du secteur du siège social pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 correspond à des pertes respectives de 31 millions de dollars et de 61 millions de dollars, comparativement à des pertes de 26 millions de dollars et de 48 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2008. Le recul découle avant tout de la hausse, en 2009, des coûts des services de soutien attribuable à l'expansion des actifs.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾	330	234	665	482
Intérêts divers et amortissement	(3)	(11)	17	(8)
Intérêts capitalisés	(63)	(32)	(117)	(59)
	264	191	565	415

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

Les intérêts débiteurs pour le deuxième trimestre de 2009 se sont établis à 264 millions de dollars, soit 73 millions de dollars de plus que les 191 millions de dollars inscrits au deuxième trimestre de 2008. À 565 millions de dollars, les intérêts débiteurs pour le semestre terminé le 30 juin 2009 ont augmenté de 150 millions de dollars par rapport au montant de 415 millions de dollars constaté pour le semestre terminé le 30 juin 2008. La progression des intérêts débiteurs provient essentiellement de l'émission de nouveaux titres de créance d'un montant de 1,5 milliard de dollars US et de 500 millions de dollars en août 2008 et de respectivement 2,0 milliards de dollars US et 700 millions de dollars en janvier et en février 2009. De plus, le raffermissement du dollar américain a fait augmenter les intérêts débiteurs en dollars américains. Ces hausses ont été annulées en partie par la capitalisation accrue des intérêts afin de financer le programme d'investissement élargi de la société en 2009.

Sur une base consolidée, l'incidence positive d'un dollar américain plus vigoureux sur le BAII des installations des secteurs des pipelines et de l'énergie qui se trouvent en sol américain est presque annulée par l'incidence nette négative sur les intérêts débiteurs en dollars américains et les autres postes de l'état des résultats, ce qui réduit par le fait même l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les intérêts créditeurs et autres produits ont été respectivement de 34 millions de dollars et de 56 millions de dollars, tandis qu'ils s'étaient chiffrés à 20 millions de dollars et à 31 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2008. L'accroissement de 14 millions de dollars et de 25 millions de dollars pour, respectivement, le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 s'explique surtout par les gains supérieurs découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société

aux fluctuations des taux de change ainsi que par l'incidence positive du raffermissement du dollar américain. Une baisse des intérêts créditeurs découlant des faibles taux d'intérêt en 2009 a partiellement contré ces augmentations.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les impôts sur les bénéfices se sont élevés respectivement à 95 millions de dollars et à 209 millions de dollars, tandis qu'ils avaient été de 122 millions de dollars et de 372 millions de dollars pour les mêmes périodes de 2008. S'ils sont moins élevés, c'est que le résultat a diminué, les différences entre les taux d'imposition ont été plus marquées et d'autres ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices ont eu lieu en 2009.

Les participations sans contrôle ont été de 8 millions de dollars au deuxième trimestre de 2009, soit 4 millions de dollars de moins que le chiffre de 12 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2008, et ce, principalement en raison du recul du résultat de PipeLines LP. Les participations sans contrôle ont été de 37 millions de dollars pour le premier semestre de 2009, soit 40 millions de dollars de moins que le chiffre de 77 millions de dollars inscrit pour la même période en 2008, et ce, en raison surtout de la tranche imputable aux participations sans contrôle du règlement touché par Portland au premier trimestre de 2008 dans le cadre de la faillite de Calpine.

Situation de trésorerie et sources de financement

Conjoncture mondiale

Malgré l'incertitude qui persiste sur les marchés financiers mondiaux, 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 demeure solide, appuyée par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, les soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions de titres de créance et d'actions, ainsi que les marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et de 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, en décembre 2012 et en février 2013. À ce jour, TCPL n'a effectué aucun prélèvement sur ces marges, car la société continue de bénéficier d'un accès au marché du papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles. Des facilités bancaires confirmées supplémentaires de 230 millions de dollars en dollars canadiens et américains, dont les dates d'échéance vont de 2010 à 2012, demeurent accessibles aux sociétés affiliées exploitées par TCPL.

Au 30 juin 2009, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 2,8 milliards de dollars, comparativement à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2008. L'accroissement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par le produit tiré de l'émission d'actions ordinaires pendant le deuxième trimestre de 2009 et de titres de créance à long terme au cours du premier trimestre de 2009.

*Activités d'exploitation***Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾***(non vérifié)**(en millions de dollars)*

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	686	668	1 446	1 585
Diminution (augmentation) des fonds de roulement d'exploitation	305	(126)	396	(104)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	991	542	1 842	1 481

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

Les rentrées nettes liées à l'exploitation se sont accrues de 449 millions de dollars et de 361 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, comparativement aux mêmes périodes de 2008. Les accroissements découlent en grande partie de la diminution du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 686 millions de dollars et à 1,4 milliard de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, alors qu'ils avaient été de 668 millions de dollars et de 1,6 milliard de dollars pour les mêmes périodes en 2008. La baisse constatée pour le semestre terminé le 30 juin 2009 est essentiellement attribuable au produit de 152 millions de dollars après les impôts reçu en 2008, en règlement dans le cadre de la faillite de Calpine.

Activités d'investissement

Déduction faite de la trésorerie acquise, les acquisitions se sont chiffrées à 115 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2009 (2 millions de dollars en 2008) et à 249 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (4 millions de dollars en 2008). Elles comprennent la hausse de la participation dans Keystone conformément à l'entente conclue avec ConocoPhillips en décembre 2008.

TCPL maintient son engagement à mener à bien son programme d'investissement de 21 milliards de dollars au cours des quatre prochaines années. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 1,3 milliard de dollars et 2,4 milliards de dollars (633 millions de dollars et 1,1 milliard de dollars en 2008). Elles ont été affectées principalement au réseau d'oléoducs Keystone, à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et à la construction des centrales de Halton Hills, de Coolidge et de Bison ainsi que des installations dans le cadre du projet éolien Kibby.

Activités de financement

La société croit qu'elle est bien placée pour financer son programme d'investissement actuel au moyen de ses flux de trésorerie générés en interne croissants, de l'émission de titres de créance à long terme et, au besoin, d'autres capitaux subordonnés, tels que des actions privilégiées et des titres hybrides. Comme en témoigne la vente récente du réseau de North Baja, TCPL continue d'étudier les occasions de gestion de son portefeuille, notamment de recourir davantage à PipeLines LP, pour financer son programme d'investissement.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, TCPL a émis des titres de créance à long terme totalisant respectivement néant et 3,1 milliards de dollars (néant et 112 millions de dollars en 2008) et remboursé des titres de créance à long terme de 18 millions de dollars et de 500 millions de dollars (379 millions de dollars et 773 millions de dollars en 2008). Les billets à payer de TCPL ont augmenté de 233 millions de dollars et diminué de 684 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, alors qu'ils avaient augmenté de 754 millions de dollars et de 1 090 millions de dollars pour les mêmes périodes de 2008.

Le 23 avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de mars 2007, échu en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars. Aucune émission n'a été effectuée aux termes de ce prospectus préalable.

En février 2009, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé en mars 2007.

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009, aux termes duquel la société dispose d'une capacité de 1,0 milliard de dollars US.

Dividendes

Le 30 juillet 2009, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2009, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2009. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique

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

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TCPL demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2008. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2008 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 2008 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications comptables en 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permettait la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfices » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »). Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilise un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits le 1^{er} janvier 2009 respectivement dans les impôts futurs et les autres actifs.

Les ajustements aux états financiers de 2009 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3465, qui exige qu'un ajustement cumulatif soit constaté au titre des impôts futurs et d'un actif réglementaire pour la période courante. Le retraitement des états financiers de périodes antérieures n'était pas permis aux termes du chapitre 3465.

Actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». Le chapitre 3064 renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels générés en interne. En outre, le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » a été retiré du *Manuel*. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, le Comité des problèmes nouveaux (« CPN ») a publié l'abrégé 173 (« CPN-173 ») intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », dont la société a adopté les dispositions comptables. Conformément au CPN-173, il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

*Modifications comptables futures***Normes internationales d'information financière**

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). La société préparera ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011.

TCPL a élaboré un plan de conversion dont la surveillance est assurée par son comité de mise en œuvre des IFRS et son comité directeur. Ce plan prévoit la définition des besoins en ressources et en formation, l'analyse de l'incidence des principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS et la mise au point d'une approche progressive pour mener à bien la conversion. Le projet de conversion est traité plus en détail dans le rapport annuel 2008 de la société. TCPL continue de faire progresser son projet de conversion et, à cette fin, la société prévoit des séances de formation et des mises à jour sur les IFRS pour ses employés, elle étudie les faits nouveaux relativement aux IFRS et elle évalue l'incidence que pourraient avoir sur elle les principales différences entre les PCGR et les IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet d'IFRS de la société et sur les résultats financiers de TCPL conformément aux IFRS. Le 23 juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les méthodes utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs. La société est en voie d'évaluer l'incidence de cet exposé-sondage sur TCPL.

L'incidence qu'aura l'adoption des IFRS sur les états financiers consolidés et les systèmes comptables de la société est actuellement à l'étude. À l'étape actuelle du projet d'IFRS, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Informations fournir sur les instruments financiers

L'ICCA a adopté des révisions au chapitre 3862 du *Manuel* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir » qui s'appliquent aux exercices terminés après le 30 septembre 2009. Ces révisions ont pour objet de faire concorder le plus possible les exigences relatives à l'information à fournir sur les instruments financiers à celles prescrites par les IFRS. Ces révisions exigent la présentation d'informations additionnelles en fonction d'une hiérarchie à trois paliers qui reflète l'importance des intrants utilisés pour mesurer la juste valeur. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le premier palier sont déterminées par voie de référence aux prix indiqués dans des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le deuxième palier comprennent des évaluations déterminées au moyen d'intrants autres que les prix indiqués pour lesquels tous les extrants importants peuvent être observés, directement ou indirectement. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième palier sont fondées sur des intrants qui ne sont pas observables mais qui sont importants pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. TCPL appliquera ces changements à partir du 31 décembre 2009.

Obligations contractuelles

Le 16 juin 2009, la société a conclu un accord visant l'achat de la participation restante de ConocoPhillips dans Keystone, moyennant un montant d'environ 550 millions de dollars US ainsi que la prise en charge d'une dette à court terme d'environ 200 millions de dollars US. L'opération devrait être conclue au troisième trimestre de 2009. TCPL assumera par ailleurs la part de ConocoPhillips de l'investissement de capitaux requis pour terminer le projet, ce qui devrait se traduire par un engagement supplémentaire de 1,7 milliard de dollars US d'ici la fin de 2012.

Outre les engagements susmentionnés et les obligations liées aux futurs paiements de remboursement et d'intérêts sur la dette contractée pour l'émission de titres de créance et les rachats dont il est question sous la rubrique « Activités de financement » du présent rapport de gestion, il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2008 et le 30 juin 2009, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL.

Instruments financiers et gestion des risques

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

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de contrepartie maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait principalement à la valeur comptable, qui se rapproche de la juste valeur, des actifs financiers non dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des actifs financiers dérivés. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 juin 2009, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

L'incertitude persiste sur les marchés financiers mondiaux, et TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles. Une analyse plus détaillée de la capacité de la société de gérer ses liquidités et ses facilités de crédit est présentée sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Stocks de gaz naturel

Au 30 juin 2009, 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 44 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2008). Avant le deuxième trimestre de 2009, la valeur des stocks était déterminée au moyen du prix à terme de un mois. Le changement n'a pas eu d'incidence importante.

La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 6 millions de dollars avant les impôts et 29 millions de dollars avant les impôts, lesquelles ont été constatées en tant que diminution des produits et des stocks (gains de 42 millions de dollars et de 102 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008). Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu, respectivement, à une perte non réalisée nette de 1 million de dollars avant les impôts et à un gain non réalisé net de 9 millions de dollars avant les impôts (pertes de 30 millions de dollars et de 107 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008). Les montants ont été constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, ainsi qu'à des contrats de change à terme et à des options en dollars américains pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 juin 2009, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars américains ayant une valeur comptable de 8,8 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 9,2 milliards de dollars (7,9 milliards de dollars US). Au 30 juin 2009, un montant de 124 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars américains de la société dans des établissements étrangers.

Les renseignements sur les instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net de la société dans ses établissements étrangers autonomes s'établissent comme suit :

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

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2009		31 décembre 2008	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾	(116)	1 450 US	(218)	1 650 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾	(3)	100 US	(42)	2 152 US
Options en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾	(5)	300 US	6	300 US
	(124)	1 850 US	(254)	4 102 US

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

(2) Au 30 juin 2009.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2009		31 décembre 2008	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 752	2 752	1 300	1 300
Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾	1 036	1 036	1 404	1 404
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 858	1 858	1 529	1 529
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	27	27
	5 669	5 669	4 260	4 260
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 041	1 041	1 702	1 702
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 587	1 587	1 364	1 364
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	3 207	3 207	1 821	1 821
Intérêts courus	418	418	361	361
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	19 266	21 174	17 367	16 152
Dette à long terme des coentreprises	1 099	1 122	1 076	1 052
	26 618	28 549	23 691	22 452

(1) Le bénéfice net consolidé revenant aux actionnaires ordinaires en 2009 et en 2008 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des ajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 30 juin 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 889 millions de dollars (1 257 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les débiteurs et de 170 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût amorti.

(4) Au 30 juin 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 569 millions de dollars (1 342 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les créditeurs et de 18 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

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

30 juin 2009

(non vérifié)

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	155 \$	174 \$	6 \$	16 \$	38 \$
Passifs	(90)\$	(206)\$	(4)\$	(50)\$	(77)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	5 787	262	180	-	-
Ventes	7 539	217	276	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	899
En dollars US	-	-	-	469 US	1 475 US
En yen japonais (en milliards)	-	-	-	-	-
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	(2)\$	10 \$	(5)\$	1 \$	27 \$
Semestre terminé le 30 juin 2009	19 \$	(25)\$	2 \$	2 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	20 \$	(39)\$	2 \$	11 \$	(5)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	30 \$	(13)\$	(1)\$	17 \$	(9)\$
Dates d'échéance	2009-2014	2009-2014	2009-2010	2009-2012	2009-2018
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	213 \$	2 \$	-	-	6 \$
Passifs	(173)\$	(25)\$	-	(28)\$	(64)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 159	22	-	-	-
Ventes	14 520	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	-	1 325
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	52 \$	(10)\$	-	-	(10)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	78 \$	(20)\$	-	-	(17)\$
Dates d'échéance	2009-2015	2009-2012	s.o.	2009-2013	2010-2013

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

- (2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, à respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au deuxième trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009 comprenait, respectivement, des pertes de 4 millions de dollars et des gains de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires 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.

2008*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	4 035	172	410	-	-
Ventes	5 491	162	252	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	1 016
En dollars US	-	-	-	479 US	1 575 US
En yen japonais (en milliards)	-	-	-	4,3 YJ	-
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(2)\$	7 \$	-	2 \$	2 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(5)\$	(11)\$	-	(7)\$	(2)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2008	8 \$	(20)\$	-	5 \$	7 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	9 \$	5 \$	-	10 \$	10 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	2009	2009-2012	2009-2018
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	115 \$	-	-	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	-	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	8 926	9	-	-	-
Ventes	13 113	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	50
En dollars US	-	-	-	15 US	1 475 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(37)\$	11 \$	-	-	(3)\$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(38)\$	19 \$	-	-	(2)\$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	s.o.	2009-2013	2009-2019

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

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

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

les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

- (4) Au 31 décembre 2008.
- (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 50 millions de dollars et 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, aucun gain réalisé net ni aucune perte réalisée nette n'ont été constatés. Au deuxième trimestre de 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant lié à l'inefficacité des couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comprenait des pertes de respectivement 5 millions de dollars et 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 et le semestre terminés le 30 juin 2008, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	30 juin 2009	31 décembre 2008
À court terme		
Autres actifs à court terme	445	318
Créditeurs	(445)	(298)
À long terme		
Autres actifs	165	191
Montants reportés	(396)	(694)

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2008 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2008.

Contrôles et procédures

Au 30 juin 2009, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 30 juin 2009.

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.

Pendant le deuxième trimestre de 2009, TCPL a achevé l'intégration des contrôles internes de Ravenswood sur la présentation de l'information financière.

Perspectives

Les chambardements économiques et la détérioration des marchés financiers en Amérique du Nord continuent de ralentir certains aspects de l'économie nord-américaine. TCPL ne prévoit pas que cette conjoncture influera sensiblement sur la situation financière de la société, sur son accès aux marchés financiers, sur les projets engagés ou sur sa stratégie d'entreprise.

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat pour 2009 se sont dégradées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2008 de TCPL en raison de l'incidence négative, sur les résultats du secteur de l'énergie, du recul des prix de l'électricité sur le marché. En ce qui concerne le secteur des pipelines, bien que le ralentissement économique mondial influe sur certains pipelines et sur certains travaux de forage, les perspectives financières à court terme pour les pipelines de la société ne devraient pas être sensiblement touchées puisque les actifs pipeliniers s'appuient généralement sur de solides contrats ou profitent d'un taux de rendement réglementé.

TCPL a émis des titres de créance à long terme totalisant 3,1 milliards de dollars au premier trimestre de 2009 et environ 1,0 milliard de dollars d'actions ordinaires à la fin de 2008. Bien que ces émissions influenceront sur le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires dans l'avenir du fait des coûts de détention, elles ont, une fois conjuguées aux flux de trésorerie liés à l'exploitation de 1,8 milliard de dollars inscrits au premier semestre de 2009, fait un apport à la trésorerie de 2,8 milliards de dollars au 30 juin 2009 et elles ont permis de répondre à la majeure partie des besoins en financement dans le cadre du programme d'investissement de la société en 2009 et de l'acquisition du reste de la participation dans Keystone. La stratégie de consolidation des liquidités et de la situation financière que préconise TCPL en misant sur sa capacité d'accéder aux marchés financiers avec succès en cette période de grande volatilité et d'incertitude financière lui a permis de réduire, dans le cadre de son programme de croissance, le risque lié au financement dans l'avenir. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL.

Il n'y a eu aucun changement aux notations de crédit de TCPL depuis le 31 décembre 2008. La cote d'émetteur accordée à TransCanada Corporation par Moody's Investors Service (« Moody's ») est Baa1, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A3 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables.

Faits nouveaux

Pipelines

Keystone

Le 16 juin 2009, TCPL a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue de l'achat de la participation restante de ConocoPhillips dans Keystone, moyennant une somme approximative de 550 millions de dollars US ainsi que la prise en charge d'une dette à court terme d'environ 200 millions de dollars US. Le prix d'achat tient compte des apports de capitaux versés jusqu'ici par ConocoPhillips et inclut une provision pour les fonds utilisés pendant la construction. TCPL assumera par ailleurs la part de ConocoPhillips de l'investissement de capitaux requis pour terminer le projet, ce qui se traduira par un engagement supplémentaire d'environ 1,7 milliard de dollars US d'ici la fin de 2012. L'opération devrait être conclue au troisième trimestre de 2009, sous réserve de l'obtention de certaines

autorisations réglementaires. Au 30 juin 2009, la participation en actions de TCPL dans les partenariats de Keystone était d'environ 77 %.

La première étape du projet pipelinier Keystone est en cours de construction. Il s'agit plus précisément d'un pipeline s'étendant sur 3 456 km (2 148 milles), de Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés de Wood River et de Patoka, en Illinois, et présentant une capacité nominale initiale de 435 000 barils par jour (b/j). La mise en service du tronçon devrait avoir lieu vers la fin de 2009 et sa mise en exploitation commerciale devrait suivre peu après, au début de 2010. Au 30 juillet 2009, la première phase était achevée à environ 80 %. Le pipeline devrait ensuite voir sa capacité nominale portée à 590 000 b/j et serait prolongé jusqu'à Cushing, en Oklahoma. La mise en service du tronçon rejoignant Cushing devrait débiter vers la fin de 2010.

Keystone s'efforce présentement d'obtenir les autorisations nécessaires des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en vue de la construction et de l'exploitation d'un agrandissement et d'un prolongement du pipeline. Le premier fournira une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique en 2012, tandis que le second s'étendra sur 2 720 km (1 690 milles) pour relier Hardisty, en Alberta, à un point de livraison situé à proximité de terminaux déjà en exploitation à Port Arthur, au Texas. La construction des installations pour l'agrandissement devrait s'amorcer en 2010, une fois obtenues les approbations réglementaires requises.

Les dépenses en immobilisations prévues devraient totaliser quelque 12 milliards de dollars US. Jusqu'ici, elles tournent autour de 3 milliards de dollars US et il est prévu que la somme approximative restante de 9 milliards de dollars US sera engagée d'ici la fin de 2012. Les coûts en capital afférents à la construction de Keystone sont soumis à des barèmes de partage avec les clients des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

Selon toute attente, Keystone commencera à produire un BAIIA au premier trimestre de 2010, lorsque débiteront les activités d'exploitation commerciale à Wood River et à Patoka, en Illinois. Le BAIIA devrait ensuite s'accroître en 2011 et en 2012, avec l'entrée en service des étapes subséquentes du projet. Compte tenu des engagements à long terme contractés à l'égard d'un volume de 910 000 b/j, Keystone pourrait être en mesure de dégager un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à 1,1 million b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. Dans l'avenir, la capacité de Keystone pourra, sur un plan économique, être portée de 1,1 million b/j à 1,5 million b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Alaska

Le 11 juin 2009, TCPL et ExxonMobil Corporation ont conclu une entente de collaboration pour faire progresser le projet de gazoduc de l'Alaska de TCPL. Ce projet, dont le coût en capital a été estimé à 26 milliards de dollars US (prévisions de 2007 en dollars de 2007), procurerait une gamme d'avantages à l'Alaska et au Canada, ainsi qu'au reste des États-Unis, notamment d'importants revenus et de nombreux emplois et débouchés, en plus d'approvisionnements en gaz naturel stables à long terme.

Les travaux d'élaboration du projet de gazoduc de l'Alaska se poursuivent, notamment l'ingénierie, les examens environnementaux, la participation des autochtones de l'Alaska et du Canada et les activités

commerciales en vue de mener à bien un premier appel de soumissions exécutoires d'ici juillet 2010. Sous réserve de la réalisation d'un appel de soumissions fructueux, la construction du gazoduc d'une longueur d'environ 2 700 km (1 700 milles) et d'une capacité de 4,5 Gpi³/j commencerait en 2016, une fois obtenues les approbations environnementales et réglementaires, et le transport du gaz naturel débiterait en 2018.

North Baja

Le 1^{er} juillet 2009, TCPL a vendu le pipeline North Baja à PipeLines LP. Dans le cadre de l'opération, TCPL a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs auprès de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait près de 200 millions de dollars US sous forme de trésorerie et 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. PipeLines LP a financé cette opération en prélevant 170 millions de dollars US sur sa facilité de crédit bancaire confirmée de 250 millions de dollars US. À la suite de l'opération, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 42,6 %. La société continuera d'assurer l'exploitation du pipeline North Baja.

Réseau de l'Alberta

La société a amorcé des discussions avec des intervenants afin de faire en sorte que le règlement au sujet des besoins en produits de 2008-2009 du réseau de l'Alberta relève de la compétence de l'ONÉ. À la suite de ces discussions, TCPL déposera auprès de l'ONÉ une demande d'approbation des droits définitifs de 2009.

En avril 2009, TCPL a déposé devant l'ONÉ une demande visant la construction et l'exploitation du gazoduc Groundbirch, d'une longueur de 77 km (48 milles), et des installations connexes, dont les stations de comptage et les chemins d'accès aux emplacements de vannes. Le gazoduc Groundbirch, qui consiste en un prolongement du réseau de l'Alberta, acheminerait du gaz naturel provenant principalement de la formation schisteuse Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à des installations existantes dans le nord-ouest de l'Alberta. L'ONÉ a annoncé en juin 2009 qu'il tiendra une audience publique relativement à la demande. La partie orale de l'audience est censée débiter le 17 novembre 2009. Sous réserve de l'obtention des autorisations requises, les travaux de construction commenceraient en juillet 2010 et seraient achevés en novembre 2010.

En mai 2009, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une description du projet pipelinier Horn River. Prolongement du réseau de l'Alberta, le gazoduc Horn River desservirait la zone schisteuse de Horn River, située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les producteurs de Horn River ont récemment informé TCPL du prolongement de leur calendrier de construction des installations de production en amont, ce qui leur permettra de mieux gérer les coûts du projet. Par conséquent, TCPL retardera la date de mise en l'exploitation du gazoduc Horn River, pour la porter de 2011 à 2012.

Guadalajara

En mai 2009, TCPL a signé un contrat portant sur la construction, la possession et l'exploitation d'un pipeline de 320 millions de dollars US au Mexique. Le projet est soutenu par un contrat de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, société d'électricité d'État du Mexique, à l'égard de la capacité totale du pipeline.

Le pipeline Guadalajara proposé suivra un tracé de 310 km (193 milles) du terminal de gaz naturel liquéfié (« GNL ») en cours de construction près de Manzanillo, au Mexique, jusqu'à Guadalajara et il

devrait pouvoir transporter 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. La société prévoit achever la majeure partie des travaux de construction en 2010, pour une entrée en service prévue en mars 2011.

TQM

En juin 2009, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs de TQM pour 2007 et 2008, soit un coût moyen pondéré du capital après impôts de 6,4 % pour 2007 et pour 2008. Cette décision se traduit par un taux de rendement de 9,85 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % en 2007 et un taux de rendement de 9,75 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % en 2008. Aux termes de cette décision, TQM bénéficie d'un taux de rendement du capital global et peut déterminer sa structure du capital optimale. TQM prévoit recouvrer au troisième trimestre de 2009 la variation entre les droits provisoires et les droits définitifs pour 2007 et 2008. TQM a comptabilisé l'incidence sur le revenu net liée à cette variation au premier trimestre de 2009.

Ventures LP

L'AUC en a annoncé en mai 2009 qu'elle avait l'intention de solliciter un décret afin d'être en mesure d'établir les tarifs de Ventures LP. Ventures LP a pris des démarches pour en appeler de cette décision et la demande faite à la Cour devrait débiter au troisième trimestre de 2009.

Bison

La mise en service du projet pipelinier Bison devrait avoir lieu en novembre 2010. Le processus visant l'obtention des approbations réglementaires requises et les travaux d'ingénierie et d'approvisionnement progressent comme prévu.

Examen de la formule du taux de rendement du capital-actions préconisée par l'ONÉ

En mai 2009, l'ONÉ a reçu des commentaires sur la question de savoir s'il devrait réviser, en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la décision RH-2-94 relativement au coût du capital des sociétés pipelinières, laquelle définit la méthode de calcul d'un taux de rendement du capital-actions qui est lié au taux des obligations du gouvernement du Canada à 10 ans et à 30 ans et qui, depuis le 1^{er} janvier 1995, sert de point de départ au calcul des droits exigés par les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ. Après avoir étudié les commentaires reçus, l'ONÉ a décidé d'entreprendre la révision de la décision en sollicitant des commentaires sur l'applicabilité future de cette décision. Les commentaires doivent être déposés auprès de l'ONÉ au plus tard le 18 septembre 2009. La position de TCPL, énoncée dans une lettre adressée à l'ONÉ en mai 2009, préconise l'annulation prospective de la décision.

Initiative de consultation relative aux questions foncières

En mai 2009, l'ONÉ a publié ses motifs de décision RH-2-2008 relativement à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières – Volet 3 portant sur les questions financières liées à la cessation d'exploitation de pipelines. Toutes les sociétés pipelinières assujetties à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* seront tenues d'exécuter les étapes définies dans le cadre et le plan d'action qui sont précisés dans les motifs de décision. L'Office s'est donné pour but de faire en sorte que les sociétés pipelinières commencent à percevoir et à mettre de côté des fonds pour financer les cessations

d'exploitation d'ici la mi-mai 2014. Le plan d'action, auquel les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ doivent se conformer, comporte plusieurs échéances que devront respecter les sociétés réglementées, notamment pour la préparation et le dépôt d'une estimation des coûts nécessaires à la cessation d'exploitation, l'élaboration d'une proposition concernant le prélèvement de fonds au moyen de droits, ainsi que la préparation d'une proposition concernant les processus envisagés pour mettre les fonds de côté. À la suite de cette décision, TCPL a mis en branle un projet visant à estimer les coûts de cessation d'exploitation de ses pipelines assujettis à la réglementation de l'ONÉ. Le mémoire sera soumis à l'approbation de l'ONÉ au plus tard le 31 mai 2011.

Énergie

Bruce Power

Le 6 juillet 2009, Bruce Power et l'OEO ont modifié certaines des modalités des accords commerciaux conclus entre les deux parties.

Les paiements aux termes du mécanisme de prix plancher de Bruce B faisaient auparavant l'objet d'un remboursement sur toute la durée du contrat en fonction des prix sur le marché au comptant de périodes futures. Le contrat conclu avec l'OEO a été modifié de manière à ce qu'à partir de 2009 les paiements annuels reçus ne fassent pas l'objet d'un remboursement au cours d'exercices futurs.

D'autres modifications ont été apportées au contrat conclu avec l'OEO, notamment l'élimination du plafond pour les paiements de soutien pour Bruce A. Les paiements de soutien cumulatifs reçus pour Bruce A, qui correspondent à la différence entre les prix fixes aux termes du contrat avec l'OEO et les prix sur le marché au comptant, étaient initialement plafonnés à 575 millions de dollars jusqu'à la remise en service des réacteurs 1 et 2. Aux termes de cette modification, si l'un des réacteurs 1 et 2 remis en service n'est pas en exploitation commerciale d'ici le 31 décembre 2011, Bruce A touchera les prix du marché au comptant pour toute sa production jusqu'à la remise en service des deux réacteurs, après quoi tous les prix obtenus par Bruce A seront à nouveau fonction des prix contractuels applicables.

De plus, le contrat avec l'OEO a été modifié, à compter du 6 juillet 2009, pour tenir compte des paiements à Bruce Power pour la production réputée, et ce, aux prix contractuels lorsque la production de Bruce Power est réduite en raison des compressions sur le réseau contrôlé par l'Independent Electricity Operator en Ontario.

Par ailleurs, le barème de partage des coûts en capital visant la remise en état et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A a été modifié de telle sorte que l'OEO ne partage pas les dépassements de coûts supérieurs à 3,4 milliards de dollars. Auparavant, l'OEO était responsable de 25 % des dépassements de coûts supérieurs à 3,4 milliards de dollars par le truchement d'un ajustement au prix fixe versé à Bruce Power pour l'électricité produite par les réacteurs de Bruce A. Bien que Bruce Power estime à 3,4 milliards de dollars les coûts en capital totaux, la société est actuellement d'avis que les coûts pourraient être de 10 % supérieurs à ce montant. Les réacteurs 1 et 2 devraient être remis en service d'ici la fin de 2010.

Cartier énergie éolienne

Le 10 juin 2009, le gouvernement du Québec a donné le feu vert à la construction des parcs éoliens de Gros-Morne (212 MW) et de Montagne-Sèche (58 MW), qui devraient entrer en exploitation d'ici

2012. Il s'agit d'un investissement d'environ 340 millions de dollars et des quatrième et cinquième parcs éoliens en cours d'aménagement par Cartier énergie éolienne, dont TCPL est propriétaire à 62 %.

Projet éolien Kibby

TCPL a poursuivi les travaux de construction dans le cadre du projet éolien Kibby, y compris l'installation de 22 turbines qui devrait être terminée au cours de l'été de 2009. Les prévisions laissent entrevoir que le projet éolien Kibby aura une capacité de production de 132 MW une fois achevé, et la mise en exploitation de la première phase du projet est prévue pour la fin de 2009.

Coolidge

TCPL prévoit entreprendre, en août 2009, la construction de la centrale électrique de Coolidge de 500 millions de dollars US. Cette centrale de pointe de 575 MW, à cycle simple, alimentée au gaz naturel, devrait être en exploitation au deuxième trimestre de 2011.

Bécancour

Le 29 juin 2009, TCPL a conclu une entente avec Hydro-Québec afin de maintenir l'interruption de sa production d'électricité à la centrale de Bécancour pendant toute l'année 2010. Hydro-Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption chaque année, jusqu'à ce que la demande d'électricité régionale se rétablisse. Aux termes de cette entente, TCPL continuera de toucher des paiements d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal.

Ravenswood

Le réacteur 30 de la centrale de Ravenswood, d'une puissance de 972 MW, a été remis en service le 17 mai 2009 après un arrêt d'exploitation prolongé. La société continue de collaborer avec ses assureurs relativement aux demandes de règlement tant pour les dommages matériels que pour les pertes d'exploitation découlant de l'arrêt d'exploitation.

En 2010, la société s'attend à ce que les prix pour la capacité dans la région J, soit dans la ville de New York où est exploitée la centrale de Ravenswood, rebondissent pour atteindre des niveaux plus élevés voire historiques, en partie sous l'impulsion de la mise hors service prévue depuis longtemps d'une centrale électrique appartenant à la New York Power Authority en janvier 2010.

Renseignements sur les actions

Au 30 juin 2009, TCPL avait 602 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié)(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2009		2008				2007	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 127	2 380	2 332	2 137	2 017	2 133	2 189	2 187
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	311	330	274	383	318	445	373	320
Données sur les actions								
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires – de base et dilué	0,52 \$	0,55 \$	0,47 \$	0,70 \$	0,60 \$	0,84 \$	0,71 \$	0,61 \$

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

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

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, 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 revenant aux actionnaires des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le BAII du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2009 comprenait des pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAII de l'entreprise d'énergie comprend également l'apport de Portlands Energy, dont l'installation est entrée en exploitation en avril 2009.
- Le BAII du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2009 comprenait des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Le BAII du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats

d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAI du secteur du siège social comprenait des pertes non réalisées nettes de 57 millions de dollars avant les impôts (39 millions de dollars après les impôts) au titre de la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.

- Le BAI du secteur de l'énergie du troisième trimestre de 2008 comprenait l'apport résultant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires comprenait des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.
- Le BAI du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 12 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, les produits et le BAI des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus en raison de la hausse des prix réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché en Alberta.
- Le BAI du secteur des pipelines pour le premier trimestre de 2008 comprenait des règlements de 279 millions de dollars avant les impôts (152 millions de dollars après les impôts) reçus par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 17 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) en règlement d'une action en justice. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait la radiation de 41 millions de dollars avant les impôts (27 millions de dollars après les impôts) des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes non réalisées nettes de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

- Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires comprenait un montant de 56 millions de dollars au titre d'ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada et d'autres modifications législatives. Le BAI du secteur de l'énergie a progressé en raison d'un gain de 16 millions de dollars avant les impôts (14 millions de dollars après les impôts) lié à la vente de terrains antérieurement détenus à des fins d'aménagement. Le BAI du secteur des pipelines a progressé en raison de la constatation d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier tarifaire pour le réseau de GTN, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007. Le BAI 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 des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du troisième trimestre de 2007 comprenait des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Produits	2 127	2 017	4 507	4 150
Charges (produits) d'exploitation et autres				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	828	733	1 665	1 431
Achats de produits de base revendus	299	333	729	729
Autres produits	(10)	(9)	(15)	(37)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	-	(279)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	41
	1 117	1 057	2 379	1 885
	1 010	960	2 128	2 265
Amortissement	345	315	691	625
	665	645	1 437	1 640
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	264	191	565	415
Charges financières des coentreprises	16	17	30	33
Intérêts créditeurs et autres produits	(34)	(20)	(56)	(31)
	246	188	539	417
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	419	457	898	1 223
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	37	103	91	349
Futurs	58	19	118	23
	95	122	209	372
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	8	13	32	34
Participation sans contrôle dans Portland	-	(1)	5	43
	8	12	37	77
Bénéfice net	316	323	652	774
Dividendes sur les actions privilégiées	5	5	11	11
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	311	318	641	763

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	316	323	652	774
Amortissement	345	315	691	625
Impôts futurs	58	19	118	23
Participations sans contrôle	8	12	37	77
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges	(23)	(7)	(57)	13
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	41
Autres	(18)	6	5	32
	686	668	1 446	1 585
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	305	(126)	396	(104)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	991	542	1 842	1 481
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 263)	(633)	(2 386)	(1 093)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(115)	(2)	(249)	(4)
Montants reportés et autres	(154)	(1)	(324)	111
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 532)	(636)	(2 959)	(986)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(239)	(200)	(468)	(390)
Avances reçues de (remboursées à) la société mère	1 065	14	1 057	(366)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(19)	(60)	(40)	(75)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	233	754	(684)	1 090
Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission	-	-	3 060	112
Réduction de la dette à long terme	(18)	(379)	(500)	(773)
Dette à long terme émise par des coentreprises	92	17	108	34
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(33)	(28)	(56)	(57)
Actions ordinaires émises	52	69	126	125
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 133	187	2 603	(300)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(60)	(3)	(34)	20
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	532	90	1 452	215
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	2 220	629	1 300	504
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	2 752	719	2 752	719
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	56	145	113	309
Intérêts payés	274	277	537	479

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(non vérifié)
(en millions de dollars)

30 juin
2009

31 décembre
2008

ACTIF**Actif à court terme**

Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 752
Débiteurs	889
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 858
Stocks	488
Autres	858

	1 300
	1 280
	1 529
	489
	523

	5 121
--	-------

Immobilisations corporelles

	29 189
--	--------

Écart d'acquisition

	4 397
--	-------

Actifs réglementaires

	201
--	-----

Autres actifs

	2 027
--	-------

	40 935
--	--------

	45 401
--	--------

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

Billets à payer	1 041
Créditeurs	2 292
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	3 207
Intérêts courus	418
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	570
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	303

	1 702
	1 868
	1 821
	361
	786
	207

	6 745
--	-------

Passif réglementaire

	551
--	-----

Montants reportés

	1 168
--	-------

Impôts futurs

	1 253
--	-------

Dette à long terme

	15 368
--	--------

Dette à long terme des coentreprises

	869
--	-----

Billets subordonnés de rang inférieur

	1 213
--	-------

	27 167
--	--------

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP

	721
--	-----

Participation sans contrôle dans Portland

	84
--	----

	805
--	-----

Capitaux propres

	12 963
--	--------

	40 935
--	--------

	45 401
--	--------

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	316	323	652	774
Autres éléments du résultat étendu,				
déduction faite des impôts sur les bénéfices				
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(113)	(14)	(151)	39
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	96	17	96	(24)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	37	29	64	33
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	(9)	1	(5)	(18)
Autres éléments du résultat étendu	11	33	4	30
Résultat étendu	327	356	656	804

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 6 millions de dollars et de néant respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (charge de 5 millions de dollars et recouvrement de 20 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 48 millions de dollars et de 52 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (charge de 8 millions de dollars et recouvrement de 14 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 19 millions de dollars et de 16 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (charge de 37 millions de dollars et de 49 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 1 million de dollars et de néant respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (recouvrement de 2 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie et autres	Total
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(151)	-	(151)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	96	-	96
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	64	64
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	-	(5)	(5)
Solde au 30 juin 2009	(434)	(34)	(468)

Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	39	-	39
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(24)	-	(24)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	33	33
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	-	(18)	(18)
Solde au 30 juin 2008	(346)	3	(343)

⁽¹⁾ Déduction faite d'impôts sur les bénéfices de néant pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (recouvrement de 20 millions de dollars en 2008).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 52 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (recouvrement de 14 millions de dollars en 2008).

⁽³⁾ Déduction faite d'une charge fiscale de 16 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (charge fiscale de 49 millions de dollars en 2008).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'impôts sur les bénéfices de néant pour le semestre terminé le 30 juin 2009 (recouvrement de 11 millions de dollars en 2008).

⁽⁵⁾ Le montant des gains liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devrait être reclassé dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois est évalué à 4 millions de dollars (10 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

(non vérifié)
(en millions de dollars)

Semestres terminés les 30 juin
2009 2008

Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	8 973	6 554
Produit de l'émission d'actions ordinaires	126	125
Solde à la fin de la période	9 099	6 679
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	284	281
Autres	2	1
Solde à la fin de la période	286	282
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	3 789	3 202
Bénéfice net	652	774
Dividendes sur les actions privilégiées	(11)	(11)
Dividendes sur les actions ordinaires	(494)	(403)
Solde à la fin de la période	3 936	3 562
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(472)	(373)
Autres éléments du résultat étendu	4	30
Solde à la fin de la période	(468)	(343)
	3 468	3 219
Total des capitaux propres	13 242	10 569

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés vérifiés annuels de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, exception faite de ce qui est décrit à la note 2. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes considérées. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de 2008 compris dans le rapport annuel 2008 de TCPL. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

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

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, 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 des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société.

2. Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2008 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications comptables en 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permettait la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfices » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »). Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société doit constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilise un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits le 1^{er} janvier 2009 respectivement dans les impôts futurs et les autres actifs.

Les ajustements aux états financiers de 2009 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3465, qui exige qu'un ajustement cumulatif soit constaté au titre des impôts futurs et d'un actif réglementaire pour la période courante. Le retraitement des états financiers de périodes antérieures n'était pas permis aux termes du chapitre 3465.

Actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». Le chapitre 3064 renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels générés en interne. En outre, le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » a été retiré du *Manuel*. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, le Comité des problèmes nouveaux (« CPN ») a publié l'abrégé 173 (« CPN-173 ») intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », dont la société a adopté les dispositions comptables. Conformément au CPN-173, il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). La société préparera ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer

de façon marquée sur l'envergure du projet d'IFRS de la société et les résultats financiers de TCPL conformément aux IFRS. Le 23 juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs et la société est en voie d'évaluer l'incidence de cet exposé-sondage sur TCPL.

À l'étape actuelle du projet d'IFRS, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Informations à fournir sur les instruments financiers

L'ICCA a adopté des révisions au chapitre 3862 du *Manuel* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir » qui s'appliquent aux exercices terminés après le 30 septembre 2009. Ces révisions ont pour objet de faire concorder le plus possible les exigences relatives à l'information à fournir sur les instruments financiers à celles prescrites par les IFRS. Ces révisions exigent la présentation d'informations additionnelles en fonction d'une hiérarchie à trois paliers qui reflète l'importance des intrants utilisés pour mesurer la juste valeur. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le premier palier sont déterminées par voie de référence aux prix indiqués dans des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le deuxième palier comprennent des évaluations déterminées au moyen d'intrants autres que les prix indiqués pour lesquels tous les extrants importants peuvent être observés, directement ou indirectement. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième palier sont fondées sur des intrants qui ne sont pas observables mais qui sont importants pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. TCPL appliquera ces changements à partir du 31 décembre 2009.

3. Informations sectorielles

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de certains produits et de certaines charges figurant dans l'état consolidé des résultats afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Pour dresser les états financiers conformément à la nouvelle présentation, certains produits et certaines charges liés à des opérations antérieurement classés en tant qu'autres charges (produits) à l'état des résultats sont désormais inclus dans les charges (produits) d'exploitation et autres. L'amortissement a été redéfini et il comprend 15 millions de dollars et 29 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (15 millions de dollars et 29 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008) au titre des conventions d'achat d'électricité antérieurement comprises dans les produits de base revendus. Les frais des services de soutien qui étaient auparavant attribués aux secteurs des pipelines et de l'énergie, d'un montant de 31 millions de dollars et de 62 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 (25 millions de dollars et 51 millions de dollars pour les périodes respectives en 2008) sont désormais inclus dans le secteur du siège social. En outre, les montants liés aux intérêts débiteurs et autres charges financières des coentreprises, aux intérêts créditeurs et autres produits, aux impôts sur les bénéfices, aux participations sans contrôle et aux dividendes sur les actions privilégiées ne sont plus présentés dans le cadre des informations sectorielles. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de toutes ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé revenant aux actionnaires ordinaires.

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié)(en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits	1 142	1 100	985	917	-	-	2 127	2 017
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(403)	(393)	(394)	(313)	(31)	(27)	(828)	(733)
Achats de produits de base revendus	-	-	(299)	(333)	-	-	(299)	(333)
Autres produits	8	7	2	1	-	1	10	9
	747	714	294	272	(31)	(26)	1 010	960
Amortissement	(258)	(257)	(87)	(58)	-	-	(345)	(315)
	489	457	207	214	(31)	(26)	665	645
Intérêts débiteurs							(264)	(191)
Charges financières des coentreprises							(16)	(17)
Intérêts créditeurs et autres produits							34	20
Impôts sur les bénéfices							(95)	(122)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(13)	(17)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							311	318

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)(en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits	2 406	2 276	2 101	1 874	-	-	4 507	4 150
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(800)	(773)	(803)	(604)	(62)	(54)	(1 665)	(1 431)
Achats de produits de base revendus	-	-	(729)	(729)	-	-	(729)	(729)
Autres produits	12	30	2	1	1	6	15	37
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	279	-	-	-	-	-	279
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)	-	-	-	(41)
	1 618	1 812	571	501	(61)	(48)	2 128	2 265
Amortissement	(518)	(511)	(173)	(114)	-	-	(691)	(625)
	1 100	1 301	398	387	(61)	(48)	1 437	1 640
Intérêts débiteurs							(565)	(415)
Charges financières des coentreprises							(30)	(33)
Intérêts créditeurs et autres produits							56	31
Impôts sur les bénéfices							(209)	(372)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(48)	(88)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							641	763

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de toutes ces modifications.

Exercices terminés les
31 décembre
(non vérifié) (en millions de
dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits	4 650	4 712	3 969	4 116	-	-	8 619	8 828
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 645)	(1 590)	(1 307)	(1 336)	(110)	(104)	(3 062)	(3 030)
Achats de produits de base revendus	-	(72)	(1 453)	(1 829)	-	-	(1 453)	(1 901)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	-	-	16	-	-	279	16
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(41)	-	-	-	(41)	-
Autres produits	31	27	1	3	6	2	38	32
	3 315	3 077	1 169	970	(104)	(102)	4 380	3 945
Amortissement	(989)	(1 021)	(258)	(216)	-	-	(1 247)	(1 237)
	2 326	2 056	911	754	(104)	(102)	3 133	2 708
Intérêts débiteurs							(962)	(961)
Charges financières des coentreprises							(72)	(75)
Intérêts créditeurs et autres produits							42	118
Impôts sur les bénéfices							(591)	(483)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées							(130)	(97)
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires							1 420	1 210

Total de l'actif

	30 juin 2009	31 décembre 2008
(non vérifié) (en millions de dollars)		
Pipelines	27 813	25 020
Énergie	12 259	12 006
Siège social	5 329	3 909
	45 401	40 935

4. Dette à long terme

Le 23 avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de mars 2007, échu en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars. Aucune émission n'a été effectuée aux termes de ce prospectus préalable.

En février 2009, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé en mars 2007.

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009, aux termes duquel la société dispose d'une capacité de 1,0 milliard de dollars US.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 63 millions de dollars et de 117 millions de dollars (32 millions de dollars et 59 millions de dollars en 2008) relativement aux projets d'investissement.

5. Capital-actions

Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009, TCPL a émis respectivement 1,7 million et 3,9 millions d'actions ordinaires (1,9 million et 3,4 millions d'actions ordinaires pour les périodes respectives de 2008) en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit d'environ, respectivement, 52 millions de dollars et 126 millions de dollars (69 millions de dollars et 125 millions de dollars pour les périodes respectives de 2008).

6. Instruments financiers et gestion des risques

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

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de contrepartie maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait principalement à la valeur comptable, qui se rapproche de la juste valeur, des actifs financiers non dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des actifs financiers dérivés. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 30 juin 2009, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

L'incertitude persiste sur les marchés financiers mondiaux, et TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le

permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

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

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence qui pourrait découler de son exposition au risque de marché. La VaR permet d'estimer le changement possible du résultat avant les impôts pour une période donnée et elle calculée selon l'hypothèse que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions liquides sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée dans 95 % des cas. La VaR consolidée de TCPL était de 14 millions de dollars au 30 juin 2009 (23 millions de dollars au 31 décembre 2008). Le recul depuis le 31 décembre 2008 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Stocks de gaz naturel

Au 30 juin 2009, 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 44 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2008). Avant le deuxième trimestre de 2009, la valeur des stocks était déterminée au moyen du prix à terme de un mois. Le changement n'a pas eu d'incidence importante.

La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 6 millions de dollars avant les impôts et 29 millions de dollars avant les impôts, lesquelles ont été constatées en tant que diminution des produits et des stocks (gains de 42 millions de dollars et de 102 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008). Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu, respectivement, à une perte non réalisée nette de 1 million de dollars avant les impôts et à un gain non réalisé net de 9 millions de dollars avant les impôts (pertes de 30 millions de dollars et de 107 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008). Les montants ont été constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options en dollars américains pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 juin 2009, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars américains ayant une valeur comptable de 8,8 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 9,2 milliards de dollars (7,9 milliards de dollars US). Au 30 juin 2009, un montant de 124 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars américains de la société dans des établissements étrangers.

Les renseignements sur les instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net de la société dans ses établissements étrangers autonomes s'établissent comme suit :

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

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2009		31 décembre 2008	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾	(116)	1 450 US	(218)	1 650 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾	(3)	100 US	(42)	2 152 US
Options en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾	(5)	300 US	6	300 US
	(124)	1 850 US	(254)	4 102 US

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

⁽²⁾ Au 30 juin 2009.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

(non vérifié) (en millions de dollars)	30 juin 2009		31 décembre 2008	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 752	2 752	1 300	1 300
Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾	1 036	1 036	1 404	1 404
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 858	1 858	1 529	1 529
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	23	23	27	27
	5 669	5 669	4 260	4 260
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	1 041	1 041	1 702	1 702
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 587	1 587	1 364	1 364
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	3 207	3 207	1 821	1 821
Intérêts courus	418	418	361	361
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	19 266	21 174	17 367	16 152
Dette à long terme des coentreprises	1 099	1 122	1 076	1 052
	26 618	28 549	23 691	22 452

(1) Le bénéfice net consolidé revenant aux actionnaires ordinaires en 2009 et en 2008 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des ajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 30 juin 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 889 millions de dollars (1 257 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les débiteurs et de 170 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût amorti.

(4) Au 30 juin 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 569 millions de dollars (1 342 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les créditeurs et de 18 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

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

30 juin 2009

(non vérifié)

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	155 \$	174 \$	6 \$	16 \$	38 \$
Passifs	(90)\$	(206)\$	(4)\$	(50)\$	(77)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	5 787	262	180	-	-
Ventes	7 539	217	276	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	899
En dollars US	-	-	-	469 US	1 475 US
En yen japonais (en milliards)	-	-	-	-	-
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	(2)\$	10 \$	(5)\$	1 \$	27 \$
Semestre terminé le 30 juin 2009	19 \$	(25)\$	2 \$	2 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	20 \$	(39)\$	2 \$	11 \$	(5)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	30 \$	(13)\$	(1)\$	17 \$	(9)\$
Dates d'échéance	2009-2014	2009-2014	2009-2010	2009-2012	2009-2018
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	213 \$	2 \$	-	-	6 \$
Passifs	(173)\$	(25)\$	-	(28)\$	(64)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 159	22	-	-	-
Ventes	14 520	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	-	1 325
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽⁴⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2009	52 \$	(10)\$	-	-	(10)\$
Semestre terminé le 30 juin 2009	78 \$	(20)\$	-	-	(17)\$
Dates d'échéance	2009-2015	2009-2012	s.o.	2009-2013	2010-2013

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

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

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

(4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et

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

⁽⁵⁾ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, à respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au deuxième trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

⁽⁶⁾ Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2009 comprenait, respectivement, des pertes de 4 millions de dollars et des gains de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires 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.

2008*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	4 035	172	410	-	-
Ventes	5 491	162	252	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	1 016
En dollars US	-	-	-	479 US	1 575 US
En yen japonais (en milliards)	-	-	-	4,3 YJ	-
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(2)\$	7 \$	-	2 \$	2 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(5)\$	(11)\$	-	(7)\$	(2)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2008	8 \$	(20)\$	-	5 \$	7 \$
Semestre terminé le 30 juin 2008	9 \$	5 \$	-	10 \$	10 \$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	2009	2009-2012	2009-2018
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾					
Actifs	115 \$	-	-	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	-	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales ⁽⁴⁾					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	8 926	9	-	-	-
Ventes	13 113	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	50
En dollars US	-	-	-	15 US	1 475 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁽³⁾					
Trimestre terminé le 30 juin 2008	(37)\$	11 \$	-	-	(3)\$
Semestre terminé le 30 juin 2008	(38)\$	19 \$	-	-	(2)\$
Dates d'échéance ⁽⁴⁾	2009-2014	2009-2011	s.o.	2009-2013	2009-2019

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

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

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

(4) Au 31 décembre 2008.

- (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 50 millions de dollars et 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2008, aucun gain réalisé net ni aucune perte réalisée nette n'ont été constatés. Au deuxième trimestre de 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires aucun montant lié à l'inefficacité des couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2008 comprenait des pertes de respectivement 5 millions de dollars et 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 et le semestre terminés le 30 juin 2008, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	30 juin 2009	31 décembre 2008
À court terme		
Autres actifs à court terme	445	318
Créditeurs	(445)	(298)
À long terme		
Autres actifs	165	191
Montants reportés	(396)	(694)

7. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 juin <i>(non vérifié) (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Coût des services rendus au cours de la période	12	12	1	1
Intérêts débiteurs	22	20	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(26)	(23)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	1	5	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	10	15	4	4

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié) (en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2009	2008	2009	2008
Coût des services rendus au cours de la période	23	25	1	1
Intérêts débiteurs	45	39	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(51)	(46)	(1)	(1)
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	9	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	21	29	6	6

8. Acquisition

Le 16 juin 2009, TCPL a annoncé qu'elle achètera les participations restantes de ConocoPhillips dans Keystone, moyennant une somme approximative de 550 millions de dollars US ainsi que la prise en charge d'une dette à court terme d'environ 200 millions de dollars US. Le prix d'achat tient compte des apports de capitaux versés jusqu'ici par ConocoPhillips et inclut une provision pour les fonds utilisés pendant la construction. L'opération devrait être conclue au troisième trimestre de 2009, sous réserve de certaines approbations réglementaires. Au 30 juin 2009, la participation en actions de TCPL dans les partenariats de Keystone était d'environ 77 %.

9. Engagements et autres

La société a conclu un accord visant l'achat de la participation restante de ConocoPhillips dans Keystone, moyennant un montant d'environ 550 millions de dollars US ainsi que la prise en charge d'une dette à court terme d'environ 200 millions de dollars US. L'opération devrait être conclue au troisième trimestre de 2009. TCPL assumera par ailleurs la part de ConocoPhillips de l'investissement de capitaux requis pour terminer le projet, ce qui devrait se traduire par un engagement supplémentaire de 1,7 milliard de dollars US d'ici la fin de 2012.

Les montants reçus au cours de l'année conformément au mécanisme de prix plancher de Bruce B doivent être remboursés si les prix sur le marché au comptant pour le reste de l'année visée sont supérieurs au prix plancher. TCPL prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2009 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les six premiers mois de 2009 ne devrait être remboursable.

10. Événement postérieur

Le 1^{er} juillet 2009, TCPL a vendu à PipeLines LP le pipeline North Baja. Dans le cadre de l'opération, TCPL a convenu de modifier ses droits de distribution incitatifs auprès de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait près de 200 millions de dollars US sous forme de trésorerie et 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. PipeLines LP a financé cette opération en prélevant 170 millions de dollars US sur sa facilité de crédit bancaire confirmée de 250 millions de dollars US. À la suite de cette opération, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 42,6 %.

Les événements postérieurs ont été évalués jusqu'à la date de diffusion des états financiers, soit le 30 juillet 2009.

11. Opérations entre apparentés

En juin 2009, la facilité de crédit renouvelable remboursable à vue établie auprès de TransCanada en mai 2003 a été portée de 500 millions de dollars à 1,5 milliard de dollars. En juin 2009, un montant de 1,05 milliard de dollars a été avancé à TCPL aux termes de cette facilité, outre les 249 millions de dollars qui lui avaient été avancés en février 2009. Au 31 décembre 2008, un montant de 200 millions de dollars était impayé aux termes de cette facilité.

En février 2009, TransCanada a avancé à TCPL des fonds supplémentaires de 249 millions de dollars sur sa facilité de crédit renouvelable remboursable à vue établie en mai 2003.

En février 2009, TransCanada a émis un billet à ordre de 249 millions de dollars en faveur d'une filiale de TCPL. Ce billet à ordre ne porte pas intérêt et est remboursable à vue.

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/Myles Dougan/Terry Hook au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Cecily Dobson/Terry Cunha au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

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