

TRANSCANADA CORPORATION – DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2005

# Rapport trimestriel aux actionnaires

Renseignements aux médias : Kurt Kadatz/Hejdi Feick (403) 920-7859  
(800) 608-7859  
Renseignements aux analystes : David Moneta (403) 920-7911

**TransCanada annonce les résultats du deuxième trimestre;  
le conseil déclare un dividende de 0,305 \$ par action**

CALGARY, Alberta – Le 29 juillet 2005 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

**Points saillants des résultats du deuxième trimestre de 2005**

(Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Le bénéfice net du deuxième trimestre 2005 s'est chiffré à 200 millions de dollars (0,41 \$ par action).
- Les fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2005 se sont établis à 479 millions de dollars.
- Le conseil d'administration a déclaré un dividende de 0,305 \$ par action ordinaire.

TransCanada Corporation a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 200 millions de dollars (0,41 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2005, comparativement à 388 millions de dollars (0,80 \$ par action) pour la même période en 2004. Ce recul de 188 millions de dollars (0,39 \$ par action) s'explique principalement par la constatation durant le deuxième trimestre de 2004 de gains de 187 millions de dollars après impôts liés à la vente des actifs de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) et par la constatation de gains de dilution résultant de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et d'autres gains antérieurement reportés ainsi que du gain de 7 millions de dollars après impôts sur la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium.

Exclusion faite des gains totaux de 194 millions de dollars constatés au deuxième trimestre de 2004 ainsi que du montant de 1 million de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2005, le bénéfice net du deuxième trimestre de 2005 s'est chiffré à 199 millions de dollars, soit 5 millions de dollars de plus que le chiffre du deuxième trimestre de 2004. Cet accroissement s'explique principalement par la progression du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz, qui a profité de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2004 ainsi que de l'apport du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja acquis par TransCanada au quatrième trimestre de 2004. La hausse du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz a été en partie annulée par le recul de 20 millions de dollars du bénéfice net de l'entreprise d'électricité, essentiellement en raison de la régression du bénéfice de participation de Bruce Power L.P. et de la réduction du bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Ouest, annulée en partie par la hausse du bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est.

Le bénéfice net de TransCanada pour les six premiers mois de 2005 s'est chiffré à 432 millions de dollars (0,89 \$ par action), comparativement à 602 millions de dollars (1,24 \$ par action) pour la même période en 2004. Cette régression de 170 millions de dollars (0,35 \$ par action) s'explique surtout par le bénéfice net beaucoup plus élevé de l'entreprise d'électricité en 2004 en raison principalement de gains liés à S.E.C. Électricité.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 479 millions de dollars et à 886 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005. Il s'agit d'une hausse respectivement de 97 millions de dollars et de 89 millions de dollars, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2004.

« Tout au long du deuxième trimestre de 2005, TransCanada a continué de cerner et d'évaluer les occasions de consolider la place qu'elle occupe en tant que grande entreprise d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord » a affirmé Hal Kvisle, chef de la direction de TransCanada.

« À long terme, nous entrevoyons d'importantes occasions de premier ordre qui nous permettront d'assurer notre croissance et de créer de la valeur pour les actionnaires grâce à l'aménagement de nouvelles installations choisies et à des acquisitions judicieuses. »

Au cours du deuxième trimestre, TransCanada a accompli ce qui suit :

- Réalisation de l'acquisition d'actifs de production d'énergie hydroélectrique d'USGen New England Inc. ayant une capacité de production totale de 567 mégawatts, et ce, au prix de 505 millions de dollars US au comptant, et sous réserve d'ajustements de clôture.
- Obtention de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada. Dans sa décision, l'ONÉ a approuvé la majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de la structure en capital du réseau principal au Canada, qui passe de 33 % à 36 % pour 2004, et qui est en vigueur également pour 2005 conformément à l'entente au sujet des droits conclue avec les expéditeurs en 2005. TransCanada avait demandé un taux de rendement de 40 % sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires.
- Conclusion d'une entente avec EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) aux termes de laquelle EPCOR achètera la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité (TSX : TPL.UN) au prix de 529 millions de dollars. L'opération devrait être ratifiée durant le troisième trimestre de 2005, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation. TransCanada prévoit que cette vente, une fois conclue, lui permettra de réaliser un gain après impôts d'environ 200 millions de dollars.
- Octroi d'un contrat de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) du Mexique pour la construction, la possession et l'exploitation d'un gazoduc d'un diamètre de 36 po et d'une longueur de 125 kilomètres dans le centre-est du Mexique. TransCanada prévoit investir environ 181 millions de dollars US dans ce projet.
- Conclusion de l'acquisition d'une participation de 3,52 % dans Iroquois auprès d'une filiale de Goldman Sachs & Co. au prix de 13,6 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements qui auront lieu postérieurement à la clôture de l'opération. Cette acquisition fait passer la participation de TransCanada de 40,96 % à 44,48 %.
- Annonce d'un accord prévoyant la vente de sa participation d'environ 11 % dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy), en Indonésie, aux filiales de The Tokyo Electric Power Company au prix de 103 millions de dollars US (127 millions de dollars), sous réserve d'ajustements. L'opération devrait être conclue durant le troisième trimestre de 2005, sous réserve de l'obtention des approbations requises. TransCanada prévoit que cette vente, une fois conclue, lui permettra de réaliser un gain après impôts d'environ 115 millions de dollars.

## **Retraitement aux fins des PCGR des États-Unis**

La société effectue un nouveau dépôt, auprès des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis, de ses états financiers consolidés de 2004, dans lesquels la note 22 (PCGR des États-Unis) est présentée après retraitement. Le retraitement se rapporte à la présentation de l'information au sujet du placement de TransCanada dans S.E.C. Électricité. Aux fins des principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis, certaines opérations ayant trait à S.E.C. Électricité durant la période allant de 1997 à 2001 auraient dû être constatées d'une manière différente qu'elles l'étaient en vertu des PCGR du Canada. Cette correction a été apportée de façon rétroactive. La note retraitée n'a aucune incidence sur les états financiers de 2004 de TransCanada présentés selon les PCGR du Canada ni sur les capitaux propres totaux au 31 décembre 2004 préparés selon les PCGR des États-Unis.

Les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2004 renfermant la note retraitée seront déposés sur SEDAR et sur EDGAR, et ils peuvent être consultés à [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com). On peut obtenir des copies imprimées en s'adressant à TransCanada au (403) 920-2000.

## **Téléconférence**

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 9 h (heure des Rocheuses) / 11 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du deuxième trimestre de 2005 ainsi que des faits nouveaux et des questions générales concernant la société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 1 866 546-6145 ou le (416) 406-4206 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La conférence sera également transmise en direct sur le site Web de TransCanada à [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).

La conférence débutera par de brefs commentaires des membres de la haute direction de TransCanada, suivis d'une période de questions et réponses à l'intention des analystes. Une période de questions et réponses à l'intention des médias suivra immédiatement.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (heure de l'Est), le 5 août 2005; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3158123. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web.

## **Au sujet de TransCanada**

TransCanada est un chef de file du secteur énergétique nord-américain. TransCanada concentre ses activités sur le transport de gaz naturel et les services d'électricité, forte d'employés spécialisés dans ces domaines. Son réseau de gazoducs d'environ 41 000 kilomètres (25 600 milles) permet de transporter la plus grande partie du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les marchés à très forte croissance du Canada et des États-Unis. TransCanada détient, contrôle ou aménage des installations ayant une capacité de production d'environ 5 700 mégawatts d'électricité - un tel volume d'électricité peut répondre à la demande d'environ 5,7 millions de foyers types. TransCanada a annoncé en mai qu'elle prévoyait vendre sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité, qui possède un portefeuille de centrales électrique d'une capacité de production de 744 mégawatts. Les actions ordinaires de la société sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP.

**Points saillants des résultats financiers du deuxième trimestre de 2005**  
(non vérifié)

<b>Résultats d'exploitation</b> (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	<b>2005</b>	2004	<b>2005</b>	2004
<b>Produits</b>	<b>1 444</b>	1 344	<b>2 851</b>	2 700
<b>Bénéfice net</b>	<b>200</b>	388	<b>432</b>	602
<b>Flux de trésorerie</b>				
Fonds provenant de l'exploitation	<b>479</b>	382	<b>886</b>	797
Dépenses en immobilisations	<b>135</b>	93	<b>243</b>	194
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	<b>632</b>	14	<b>632</b>	14

  

<b>Données sur les actions ordinaires</b>	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	<b>2005</b>	2004	<b>2005</b>	2004
<b>Bénéfice net par action – de base et dilué</b>	<b>0,41 \$</b>	0,80 \$	<b>0,89 \$</b>	1,24 \$
<b>Dividende déclaré par action</b>	<b>0,305 \$</b>	0,29 \$	<b>0,61 \$</b>	0,58 \$
<b>Actions ordinaires en circulation</b> (en millions)				
Moyenne de la période	<b>485,9</b>	484,0	<b>485,6</b>	483,7
Fin de la période	<b>486,5</b>	484,2	<b>486,5</b>	484,2

# Rapport de gestion

Daté du 28 juillet 2005, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) pour le semestre terminé le 30 juin 2005. Il devrait également être lu à la lumière du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2004 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 ainsi que des états financiers consolidés vérifiés de 2004 retraités. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada Corporation. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

## Résultats d'exploitation

### Résultats consolidés

#### Aperçu des résultats consolidés

(non vérifié)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz</b>				
Exclusion des gains	164	139	327	288
Gain lié à PipeLines LP	1	-	49	-
Gain lié à Millennium	-	7	-	7
	<b>165</b>	<b>146</b>	<b>376</b>	<b>295</b>
<b>Bénéfice net de l'entreprise d'électricité</b>				
Exclusion des gains	42	62	72	127
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	187	-	187
	<b>42</b>	<b>249</b>	<b>72</b>	<b>314</b>
<b>Activités non sectorielles</b>	<b>(7)</b>	<b>(7)</b>	<b>(16)</b>	<b>(7)</b>
<b>Bénéfice net<sup>1)</sup></b>	<b>200</b>	<b>388</b>	<b>432</b>	<b>602</b>
<b>Bénéfice net par action – de base et dilué</b>	<b>0,41 \$</b>	<b>0,80 \$</b>	<b>0,89 \$</b>	<b>1,24 \$</b>
<sup>1)</sup> Le bénéfice net se compose de ce qui suit :				
Exclusion des gains	199	194	383	408
Gains liés à PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	1	194	49	194
	<b>200</b>	<b>388</b>	<b>432</b>	<b>602</b>

Le bénéfice net de TransCanada pour le deuxième trimestre de 2005 s'est établi à 200 millions de dollars (0,41 \$ par action), comparativement au chiffre de 388 millions de dollars (0,80 \$ par action) inscrit pour la même période en 2004. Ce recul de 188 millions de dollars (0,39 \$ par action) s'explique principalement par la constatation durant le deuxième trimestre de 2004 de gains de 187 millions de dollars après impôts liés à la vente des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) et par la constatation de gains de dilution résultat de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et d'autres gains antérieurement reportés ainsi que du gain de 7 millions de dollars après impôts sur la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium (Millennium).

Exclusion faite des gains totaux de 194 millions de dollars constatés au deuxième trimestre de 2004 relativement à S.E.C. Électricité et à Millennium ainsi que du montant de 1 million de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2005 relativement à TC PipeLines, LP (PipeLines LP), le bénéfice net du deuxième trimestre de 2005 s'est chiffré à 199 millions de dollars, soit 5 millions de dollars de plus que celui du deuxième trimestre de 2004. Cet accroissement s'explique principalement par la progression de 25 millions de dollars du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz au deuxième trimestre de 2005, annulée en partie par le recul de 20 millions de dollars du bénéfice net de l'entreprise d'électricité. L'accroissement du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz s'explique surtout par le bénéfice net d'environ 21 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 8 millions de dollars relativement aux six premiers mois de 2005) constaté au deuxième trimestre de 2005 par suite de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada traitant de la structure du capital, qui a fait passer la ratio réputé de l'avoir des actionnaires de 33 % à 36 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004. De plus, 16 millions de dollars ont été générés par le réseau de Gas Transmission Northwest et par le réseau de North Baja (collectivement GTN), acquis par TransCanada le 1<sup>er</sup> novembre 2004. Le recul du bénéfice net de l'entreprise d'électricité provient surtout de la baisse du bénéfice de participation de Bruce Power L.P. (Bruce Power) et du repli du bénéfice d'exploitation et autres provenant des établissements de l'Ouest, en partie annulés par la progression du bénéfice d'exploitation et autre des établissements de l'Est à la suite de l'acquisition d'USGen New England, Inc. (USGen). Les charges nettes du secteur Siège social pour le deuxième trimestre de 2005 sont comparables à celles du deuxième trimestre de l'exercice précédent.

Le bénéfice net de TransCanada pour le semestre terminé le 30 juin 2005 s'est chiffré à 432 millions de dollars (0,89 \$ par action), comparativement à 602 millions de dollars (1,24 \$ par action) pour la période correspondante en 2004. Cette baisse de 170 millions de dollars (0,35 \$ par action) entre le premier semestre de 2004 et le premier semestre de 2005 s'explique surtout par les gains réalisés en 2004 relativement à S.E.C. Électricité et, en 2005, par le fléchissement du bénéfice net de l'entreprise d'électricité ainsi que par l'accroissement des charges nettes du secteur Siège social, en partie annulés par la hausse du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz.

Compte non tenu des gains de 187 millions de dollars susmentionnés relativement à S.E.C. Électricité au cours des six premiers mois de 2004, le bénéfice net de l'entreprise d'électricité pour le semestre terminé le 30 juin 2005 a accusé un recul de 55 millions de dollars en raison de la baisse du bénéfice de participation de Bruce Power et des contributions réduites des établissements de l'Est et de ceux de l'Ouest.

L'accroissement de 9 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour le semestre terminé le 30 juin 2005 découle avant tout de la hausse des intérêts débiteurs comparativement à la période correspondante de 2004. Au deuxième trimestre de 2005, l'augmentation des intérêts débiteurs a été en grande partie annulée par les remboursements d'impôts sur les bénéfices et par certains ajustements fiscaux positifs.

Compte non tenu du gain de 49 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et du gain de 7 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation en actions de la société dans Millennium en 2004, la progression de 39 millions de dollars du bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz pour le semestre terminé le 30 juin 2005, comparativement à la même période en 2004, est principalement attribuable au montant de 39 millions de dollars généré par GTN.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 479 millions de dollars et à 886 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005. Il s'agit d'une hausse de 97 millions de dollars et de 89 millions de dollars, respectivement, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2004.

## Transport de gaz

Le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 165 millions de dollars et à 376 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, respectivement, alors qu'il avait été de 146 millions de dollars et de 295 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2004.

### Aperçu des résultats – Transport de gaz

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>				
Réseau principal au Canada	86	66	149	130
Réseau de l'Alberta	37	39	74	79
GTN <sup>1)</sup>	16		39	
Réseau de Foothills	6	5	11	11
Réseau de la Colombie-Britannique	1	1	3	3
	<b>146</b>	<b>111</b>	<b>276</b>	<b>223</b>
<b>Autres entreprises de transport de gaz</b>				
Great Lakes	11	14	25	31
Iroquois	3	3	7	11
PipeLines LP	1	5	5	9
Portland	-	-	6	6
Ventures LP	3	4	6	7
TQM	1	2	3	4
CrossAlta	2	1	7	2
TransGas	3	3	6	6
Régions nordiques	(1)	(1)	(2)	(2)
Frais généraux, administratifs, de soutien et frais divers	(5)	(3)	(12)	(9)
	<b>18</b>	<b>28</b>	<b>51</b>	<b>65</b>
Gain lié à PipeLines LP	1	-	49	-
Gain lié à Millennium	-	7	-	7
	<b>19</b>	<b>35</b>	<b>100</b>	<b>72</b>
Bénéfice net	<b>165</b>	<b>146</b>	<b>376</b>	<b>295</b>

<sup>1)</sup> TransCanada a fait l'acquisition de GTN le 1<sup>er</sup> novembre 2004.

### Gazoducs détenus en propriété exclusive

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 20 millions de dollars et de 19 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2004. Cette hausse reflète la décision de l'ONÉ rendue en avril 2005 au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada, qui comprenait une augmentation du taux de rendement de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 33 % à 36 % pour 2004 et est également en vigueur pour 2005 aux termes du règlement tarifaire conclu avec les expéditeurs en 2005. Elle est toutefois annulée en partie par la baisse du taux de rendement approuvé sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005. Par suite de la décision de l'ONÉ, le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 21 millions de dollars au deuxième trimestre de 2005 (13 millions de dollars relativement à 2004 et 8 millions de dollars relativement aux six premiers mois de 2005).

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta pour le deuxième trimestre de 2005, soit 37 millions de dollars, est de 2 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour le même trimestre en 2004. Le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2005 a diminué de 5 millions de dollars comparativement à la même période en 2004. Ces

reculs proviennent surtout de la base tarifaire inférieure en 2005 ainsi que du taux de rendement réduit approuvé en 2005. Le bénéfice net de 2005 tient compte du taux de rendement de 9,50 % prescrit par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta en fonction d'un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %, comparativement au taux de rendement 9,60 % en 2004.

GTN, dont TransCanada s'est portée acquéreur en novembre 2004, a généré un bénéfice net de 16 millions de dollars au deuxième trimestre de 2005 et de 39 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2005. Pour ces mêmes périodes, le bénéfice net du réseau de Foothills est comparable à celui des mêmes périodes de l'exercice précédent.

## Données sur l'exploitation

Semestres terminés les 30 juin  (non vérifié)	Réseau principal au Canada <sup>1)</sup>		Réseau de l'Alberta <sup>2)</sup>		Réseau de Gas Transmission Northwest <sup>3)</sup>	Réseau de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2005	2004	2005	2004	2005	2005	2004	2005	2004
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	<b>7 873</b>	8 274	<b>4 534</b>	4 719	s.o. <sup>3)</sup>	<b>687</b>	722	<b>219</b>	230
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	<b>1 437</b>	1 355	<b>1 936</b>	1 925	<b>383</b>	<b>520</b>	552	<b>162</b>	162
Moyenne quotidienne	<b>7,9</b>	7,4	<b>10,7</b>	10,6	<b>2,1</b>	<b>2,9</b>	3,0	<b>0,9</b>	0,9

- 1) Pour le semestre terminé le 30 juin 2005, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 044 milliards de pieds cubes (1 016 milliards de pieds cubes en 2004), soit une moyenne quotidienne de 5,8 milliards de pieds cubes (5,6 milliards de pieds cubes en 2004).
- 2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 1 979 milliards de pieds cubes pour le semestre terminé le 30 juin 2005 (1 958 milliards de pieds cubes en 2004); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,9 milliards de pieds cubes (10,8 milliards de pieds cubes en 2004).
- 3) TransCanada a fait l'acquisition du réseau de Gas Transmission Northwest le 1<sup>er</sup> novembre 2004. Ce réseau est actuellement exploité en vertu d'un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Par conséquent, les résultats du réseau pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

## Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2005, la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 19 millions de dollars, comparativement à 35 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2004. Les résultats du deuxième trimestre de 2004 comprennent un gain de 7 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation en actions de la société dans Millennium. Exclusion faite de ce gain et du gain de 1 million de dollars après impôts sur la vente de parts supplémentaires de PipeLines LP constaté au deuxième trimestre de 2005, le bénéfice du deuxième trimestre de 2005 a régressé de 10 millions de dollars contre celui la période correspondante de 2004. Cette baisse s'explique surtout par le fléchissement du bénéfice de PipeLines LP en raison de la participation réduite, de la diminution du résultat de Great Lakes par suite du repli des produits à court terme et de la hausse des frais d'exploitation et d'entretien ainsi que de l'incidence négative du fléchissement du dollar américain sur les établissements de la société aux États-Unis.

Le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2005 a été de 100 millions de dollars, comparativement à 72 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. Exclusion faite du gain de 49 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP et constaté en 2005, ainsi que du gain de 7 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de Millennium et constaté en 2004, le résultat de l'exercice à ce jour est de 14 millions de dollars inférieur à celui de la période correspondante de 2004. Cette baisse s'explique par la réduction du résultat de Great Lakes, la réduction du résultat d'Iroquois en raison principalement d'un ajustement fiscal constaté au premier trimestre de 2004 ainsi que le recul du résultat de PipeLines LP en raison de la participation réduite. Les résultats ont également subi le contrecoup du

fléchissement du dollar US en 2005. Ces réductions ont été en partie neutralisées par la hausse du résultat de CrossAlta attribuable aux conditions favorables pour le marché de stockage de gaz naturel.

Au 30 juin 2005, TransCanada avait capitalisé des coûts de 8 millions de dollars pour le projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de Broadwater.

## Électricité

### Aperçu des résultats – Électricité

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Établissements de l'Ouest	28	35	58	70
Établissements de l'Est	39	22	44	56
Placement dans Bruce Power	13	48	43	96
Placement dans S.E.C. Électricité	8	6	17	16
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(26)	(24)	(51)	(49)
Bénéfice d'exploitation et autres	62	87	111	189
Charges financières	(3)	(3)	(7)	(5)
Impôts sur les bénéfices	(17)	(22)	(32)	(57)
	42	62	72	127
Gains liés à S.E.C. Électricité (après impôts)	-	187	-	187
Résultat net	42	249	72	314

Au deuxième trimestre de 2005, le bénéfice net dégagé par l'entreprise d'électricité s'est chiffré à 42 millions de dollars, soit 207 millions de dollars de moins que le chiffre inscrit au deuxième trimestre de 2004. Ce recul provient surtout des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité au deuxième trimestre de 2004. Exclusion faite de ces gains, le bénéfice net de l'entreprise d'électricité s'est établi à 42 millions de dollars au deuxième trimestre de 2005, soit 20 millions de dollars de moins que le chiffre de 62 millions de dollars inscrit pour la même période en 2004. La progression du bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est a en partie annulé le recul du bénéfice d'exploitation et autres de Bruce Power et des établissements de l'Ouest.

Pour le deuxième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est a progressé de 17 millions de dollars comparativement au chiffre du deuxième trimestre de 2004, et ce, principalement en raison de l'acquisition des actifs de production hydroélectrique auprès de USGen New England, Inc. (USGen) le 1<sup>er</sup> avril 2005.

Le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué de 35 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2004 et celui de 2005. Ce recul s'explique principalement par la diminution des volumes produits et par la progression des coûts, en raison d'un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du septième réacteur (54 jours) et d'un arrêt d'exploitation pour entretien correctif du sixième réacteur (27 jours) après qu'un transformateur situé à l'extérieur de la centrale ait pris feu. Les prix réalisés supérieurs au deuxième trimestre de 2005 effacent en partie l'incidence de la baisse des volumes de production ainsi que de la hausse des frais d'exploitation et de ceux liés aux arrêts d'exploitation.

Pour le deuxième trimestre de 2005, le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Ouest a été de 7 millions de dollars de moins que celui de la même période en 2004. Ce repli provient avant tout des honoraires reçus en 2004 dans le cadre de la vente à S.E.C. Électricité des centrales de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que des marges réduites résultant de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats.

Le bénéfice net de 72 millions de dollars dégagé pour le semestre terminé le 30 juin 2005 est de 242 millions de dollars inférieur au chiffre de 314 millions de dollars inscrit en 2004. Si l'on ne tient pas compte des gains

de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité en 2004, le bénéfice net de 72 millions de dollars de l'entreprise d'électricité pour le semestre terminé le 30 juin 2005 a diminué de 55 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 127 millions de dollars réalisé en 2004, et ce, en raison du fléchissement du bénéfice de participation de Bruce Power ainsi que de la réduction du bénéfice d'exploitation et autres tiré des établissements de l'Est et de ceux de l'Ouest.

### Établissements de l'Ouest

#### Aperçu des résultats – Établissements de l'Ouest<sup>1)</sup>

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>				
Ventes d'électricité	151	167	315	314
Autres <sup>2)</sup>	37	30	79	63
	<b>188</b>	<b>197</b>	<b>394</b>	<b>377</b>
<b>Coûts des marchandises vendues</b>				
Électricité	(102)	(113)	(217)	(203)
Autres <sup>2)</sup>	(18)	(14)	(41)	(38)
	<b>(120)</b>	<b>(127)</b>	<b>(258)</b>	<b>(241)</b>
Autres coûts et charges	(35)	(30)	(68)	(54)
Amortissement	(5)	(5)	(10)	(12)
Bénéfice d'exploitation et autres	<b>28</b>	<b>35</b>	<b>58</b>	<b>70</b>

<sup>1)</sup> Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

<sup>2)</sup> Les autres produits comprennent Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel. Les autres coûts des marchandises vendues comprennent le coût du gaz naturel vendu.

#### Volume des ventes – Établissements de l'Ouest<sup>1)</sup>

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Offre</b>				
Production	511	390	1 147	752
Achats				
CAE de Sundance A et B	1 713	1 885	3 544	3 696
Autres achats <sup>2)</sup>	614	654	1 345	1 357
	<b>2 838</b>	<b>2 929</b>	<b>6 036</b>	<b>5 805</b>
<b>Contrats c. marché au comptant</b>				
Contrats	2 462	2 677	5 147	5 355
Marché au comptant	376	252	889	450
	<b>2 838</b>	<b>2 929</b>	<b>6 036</b>	<b>5 805</b>

<sup>1)</sup> Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

<sup>2)</sup> Comprend les volumes des CAE de Sheerness.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Ouest s'est chiffré respectivement à 28 millions de dollars et à 58 millions de dollars, soit respectivement 7 millions de dollars et 12 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour les périodes correspondantes en 2004. Ces reculs proviennent avant tout des honoraires reçus au deuxième trimestre de 2004 dans le cadre de la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que des marges réduites résultant de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. La baisse des coûts thermiques sur le marché était tributaire des faibles prix de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta, qui, depuis 2004, ont baissé en moyenne de 9 \$ par mégawatt-heure (MWh) durant le deuxième trimestre de 2005 et de 6 \$ par MWh pour le semestre terminé le 30 juin 2005, alors que les prix moyens du gaz naturel ont été légèrement supérieurs. Une grande partie de l'électricité produite par les établissements de l'Ouest est vendue en vertu de contrats à long terme pour atténuer les risques liés aux prix. Un certain volume n'est délibérément pas vendu conformément à des

contrats à long terme pour aider l'entreprise d'électricité à gérer l'ensemble de ses centrales. Cette méthode de gestion permet de réduire au minimum les coûts si TransCanada était obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels.

Les produits des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue des établissements de l'Ouest ont diminué au deuxième trimestre de 2005, et ce, principalement en raison de la capacité disponible inférieure des centrales en raison des arrêts d'exploitation pour entretien à Sundance B. Les produits des ventes d'électricité ont eux aussi diminué compte tenu de la baisse des prix contractuels et des prix sur le marché au comptant réalisés durant le deuxième trimestre de 2005. Les produits générés par la centrale de MacKay River depuis sa mise en exploitation en 2004 ont en partie annulé cette baisse. Les autres coûts et charges ont progressé au deuxième trimestre de 2005, surtout en raison des frais d'exploitation liés à la centrale de MacKay River. Au deuxième trimestre de 2005, les volumes produits se sont accrus de 121 gigawatts-heure (GWh) pour atteindre 511 GWh, principalement grâce à la mise en exploitation de la centrale de MacKay River, mais la réduction des volumes résultant des arrêts d'exploitation pour entretien correctif à la centrale de cogénération de Bear Creek ont en partie annulé cette augmentation. Au deuxième trimestre de 2005, environ 13 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 9 % pour la même période en 2004. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant en ce qui a trait aux volumes non visés par des contrats, les établissements de l'Ouest disposaient, au 30 juin 2005, de contrats à prix fixe pour la vente à terme d'environ 5 100 GWh pour le reste de 2005 et d'environ 8 000 GWh pour 2006.

### Établissements de l'Est

#### Aperçu des résultats – Établissements de l'Est<sup>1)</sup>

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>				
Ventes d'électricité	<b>129</b>	130	<b>244</b>	276
Autres <sup>2)</sup>	<b>73</b>	52	<b>143</b>	117
	<b>202</b>	182	<b>387</b>	393
<b>Coûts des marchandises vendues</b>				
Électricité	<b>(51)</b>	(66)	<b>(113)</b>	(145)
Autres <sup>2)</sup>	<b>(74)</b>	(49)	<b>(139)</b>	(105)
	<b>(125)</b>	(115)	<b>(252)</b>	(250)
Autres coûts et charges	<b>(32)</b>	(40)	<b>(81)</b>	(75)
Amortissement	<b>(6)</b>	(5)	<b>(10)</b>	(12)
Bénéfice d'exploitation et autres	<b>39</b>	22	<b>44</b>	56

<sup>1)</sup> Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

<sup>2)</sup> Les autres produits comprennent le gaz naturel.

**Volume des ventes – Établissements de l'Est<sup>1)</sup>**

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Offre</b>				
Production	962	423	1 406	800
Achats	494	1 051	1 305	2 285
	<b>1 456</b>	<b>1 474</b>	<b>2 711</b>	<b>3 085</b>
<b>Contrats c. marché au comptant</b>				
Contrats	1 228	1 456	2 417	3 000
Marché au comptant	228	18	294	85
	<b>1 456</b>	<b>1 474</b>	<b>2 711</b>	<b>3 085</b>

<sup>1)</sup> Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

Le bénéfice d'exploitation et autres des établissements de l'Est a progressé de 17 millions de dollars, passant de 22 millions de dollars au deuxième trimestre de 2004 à 39 millions de dollars au deuxième trimestre de 2005. Cette hausse provient avant tout de l'achat d'actifs de production hydroélectrique (actifs hydroélectriques) d'USGen le 1<sup>er</sup> avril 2005 et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. La perte des produits découlant de la vente des centrales hydroélectriques de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 a en partie supprimé ces augmentations.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2005, le bénéfice d'exploitation et autres a régressé de 12 millions de dollars, passant de 56 millions de dollars en 2004 à 44 millions de dollars. Le bénéfice découlant de l'acquisition des actifs hydroélectriques et le bénéfice découlant de la centrale de cogénération de Grandview ont été plus qu'annulés par un paiement au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) versé par Ocean State Power (OSP) à ses fournisseurs de gaz naturel au premier trimestre de 2005 et une réduction de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) du bénéfice réalisé à la vente de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004. La restructuration des contrats d'OSP a réduit d'environ trois ans la durée des contrats d'approvisionnement à long terme conclus avec les fournisseurs (qui échoient désormais en octobre 2008, et ajusté le prix en fonction du prix au comptant du gaz naturel au point de livraison de Niagara plutôt qu'en fonction du prix antérieurement fixé par voie d'arbitrage qui avait donné lieu à un coût du gaz supérieur au prix du marché pour OSP.

Les volumes produits au deuxième trimestre de 2005 se sont accrus de 539 GWh, s'établissant à 962 GWh, alors qu'ils avaient été de 423 GWh en 2004, et ce, principalement en raison de l'acquisition des actifs hydroélectriques et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview. Ces hausses sont en partie annulées par la réduction des volumes découlant de la vente de la centrale hydroélectrique de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril 2004 et par la production réduite de l'installation d'OSP.

Au deuxième trimestre de 2005, les produits tirés des ventes d'électricité ont totalisé 129 millions de dollars, et les volumes des ventes se sont chiffrés à 1 456 GWh, soit des chiffres comparables à ceux de la période correspondante en 2004. Les produits des ventes d'électricité et les volumes vendus provenant des nouveaux actifs hydroélectriques et de la centrale de Grandview ont subi le contrecoup de la perte des produits et volumes de la centrale de Curtis Palmer, qui a été vendue, de l'échéance de contrats de vente à long terme à la fin de 2004, qui n'ont pas été renouvelés en 2005, ainsi que de l'arrêt d'exploitation pour entretien correctif à l'installation d'OSP. Cet arrêt d'exploitation devrait se poursuivre jusqu'au troisième trimestre de 2005. Les prix moyens réalisés pour l'électricité au deuxième trimestre de 2005 sont comparables à ceux du deuxième trimestre de 2004 et de 2005. L'achat des actifs hydroélectriques s'est traduit par une baisse du coût de l'électricité vendue et des volumes achetés au deuxième trimestre de 2005, qui ont été respectivement de 51 millions de dollars et de 494 GWh. Les volumes produits par les actifs hydroélectriques ont fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses

engagements de vente contractuels. Les autres produits et le coût de marchandises vendues ont augmenté d'un exercice à l'autre principalement en raison du gaz acheté et revendu aux termes des nouveaux contrats d'OSP. Les autres coûts et charges se sont chiffrés à 32 millions de dollars, montant qui comprend le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, soit une baisse de 8 millions de dollars qui s'explique surtout par la réduction du coût du combustible étant donné l'exploitation réduite de l'installation d'OSP.

Pour la période visée, environ 16 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 1 % en 2004, puisqu'une partie de la production des actifs hydroélectriques acquis le 1<sup>er</sup> avril 2005 a été vendue sur le marché au comptant. Les activités des établissements de l'Est consistent principalement à vendre la majorité 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, des achats d'électricité en gros et l'achat d'électricité produite par la centrale de Castleton appartenant à S.E.C. Électricité. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est ont conclu, au 30 juin 2005, des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 2 800 GWh d'électricité pour le reste de 2005 et pour environ 3 300 GWh d'électricité en 2006. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

### *Participation dans Bruce Power*

#### **Aperçu des résultats – Bruce Power**

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Bruce Power</b> (base de 100 %)				
Produits	393	434	811	833
Charges d'exploitation				
Coûts au comptant (matériaux, main-d'œuvre, services et combustible)	(287)	(243)	(552)	(462)
Coûts hors caisse (épuisement et amortissement)	(49)	(43)	(97)	(74)
	(336)	(286)	(649)	(536)
Bénéfice d'exploitation	57	148	162	297
Charges financières	(17)	(15)	(34)	(33)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	40	133	128	264
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	12	42	40	83
Ajustements	1	6	3	13
Bénéfice de TransCanada provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	13	48	43	96

La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices (bénéfice de participation) a diminué de 35 millions de dollars entre le deuxième trimestre de 2004 et celui de 2005. Ce recul s'explique principalement par la diminution des volumes produits et la progression des coûts, causés par un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du septième réacteur (54 jours) et du quatrième réacteur (27 jours) ainsi que par un arrêt d'exploitation pour entretien correctif du sixième réacteur (29 jours) après qu'un transformateur situé à l'extérieur de la centrale ait pris feu. Les prix réalisés supérieurs au deuxième trimestre de 2005 effacent en partie la réduction des produits découlant de la baisse des volumes de production ainsi que la hausse des frais d'exploitation et de ceux liés aux arrêts d'exploitation.

Au deuxième trimestre de 2005, la part de la production d'électricité de Bruce Power revenant à TransCanada s'est élevée à 2 306 GWh, alors qu'elle avait été de 2 962 GWh au deuxième trimestre de 2004. Cette baisse est attribuable avant tout à la production inférieure en 2005, en raison de l'augmentation des arrêts d'exploitation pour entretien préventif comparativement au deuxième trimestre de 2004 ainsi que de la perte de production causée par l'arrêt d'exploitation du sixième réacteur, dont le transformateur a pris feu durant le deuxième trimestre de 2005. Le 15 avril 2005, un transformateur situé à l'extérieur de la centrale de Bruce Power a pris feu, ce qui a entraîné la mise hors service du sixième réacteur. Le transformateur principal a été remplacé avec succès, et la centrale a été remise en exploitation le 14 mai 2005.

Durant le deuxième trimestre de 2005, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 81 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été de 57 jours-réacteur (y compris l'arrêt de 29 jours pour le sixième réacteur). Durant le deuxième trimestre de 2004, il y a eu pour Bruce Power 36 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation préventif et quatre jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. La capacité disponible moyenne des réacteurs de Bruce s'est établie à 71 % au deuxième trimestre de 2005, alors qu'elle avait été de 92 % durant la même période en 2004. L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du quatrième réacteur a débuté le 12 mars 2005, et ce réacteur a été remis en service le 28 avril 2005. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du septième réacteur, a débuté le 7 mai 2005 et devrait durer environ trois mois. Les travaux prévus pour ce réacteur comprennent l'achèvement de la localisation et de la relocalisation des patins d'espacement et le remplacement de turbines.

Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le deuxième trimestre de 2005 ont été de 53 \$ le MWh, comparativement à 46 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2004. Les prix réalisés pour le semestre terminé le 30 juin 2005 ont atteint 51 \$ le MWh, alors qu'ils avaient été de 47 \$ le MWh durant la même période en 2004. Environ 49 % de la production disponible ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le premier semestre de 2005, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Les charges d'exploitation de Bruce Power se sont accrues, passant de 30 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2004 à 46 \$ le MWh au deuxième trimestre de 2005. Cette hausse de 16 \$ le MWh s'explique par la baisse de production et l'accroissement des coûts liés aux arrêts d'exploitation, principalement pour l'arrêt d'exploitation préventif du septième et du quatrième réacteurs de même que pour l'arrêt imprévu du sixième réacteur. Les ajustements à la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005 ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2004, et ce, principalement en raison de l'amortissement inférieur du prix d'achat attribué à la juste valeur des contrats de vente déjà conclus au moment de l'acquisition. L'ajustement pour le semestre terminé le 30 juin 2005 a lui aussi été inférieur en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en exploitation du troisième réacteur en mars 2004.

Le bénéfice de participation avant impôts pour le semestre terminé le 30 juin 2005 s'est établi à 43 millions de dollars, alors qu'il avait été de 96 millions de dollars pour la même période en 2004. Depuis le 1<sup>er</sup> mars 2004, Bruce Power exploite six réacteurs plutôt que cinq, puisque le troisième réacteur a été remis en exploitation commerciale. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ainsi que l'arrêt d'obligatoire rendu nécessaire à cause d'un transformateur ayant pris feu au sixième réacteur le 15 avril 2005 et d'autres arrêts mineurs pour entretien correctif ont réduit l'augmentation de la production totale de la centrale qui aurait découlé de l'ajout d'un sixième réacteur. La production ayant baissé, le chiffre des ventes est inférieur à celui de 2004, mais ce recul a été en partie neutralisé par les prix de vente supérieurs réalisés durant le semestre terminé le 30 juin 2005. Les charges d'exploitation de Bruce Power ont augmenté, passant de 31 \$ le MWh en 2004 à 42 \$ le MWh pour le semestre terminé le 30 juin 2005. Cette hausse provient de la réduction de la production, de même que de l'accroissement des coûts d'entretien, de la majoration de l'amortissement et de la diminution de la capitalisation des coûts de main-d'œuvre et d'autres coûts internes à la suite de la remise en exploitation du troisième réacteur.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant ainsi que de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour une capacité d'environ 36 % de la production d'ici la fin de 2005. Bruce Power prévoit qu'un arrêt d'exploitation préventif du cinquième réacteur d'une durée de deux mois aura lieu au quatrième trimestre de 2005. La capacité disponible des centrales de Bruce Power dans leur ensemble devrait demeurer à 83 % en 2005.

En juin 2005, Bruce Power a versé des distributions au comptant de 50 millions de dollars à ses associés (la part revenant à TransCanada s'établit à 16 millions de dollars). Les associés ont convenu que tous les fonds excédentaires seront distribués mensuellement et que des appels de fonds distincts auront lieu pour les grands projets d'immobilisations.

Bruce Power poursuit ses négociations avec le gouvernement de l'Ontario pour en venir à une entente au sujet du redémarrage possible des premier et deuxième réacteurs de Bruce Power.

### *Participation dans S.E.C. Électricité*

Le bénéfice d'exploitation et autres de S.E.C. Électricité s'est établi à 8 millions de dollars et à 17 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, soit 2 millions de dollars et 1 million de dollars de plus que pour les périodes correspondantes de 2004. L'augmentation est principalement attribuable au résultat supplémentaire découlant de l'acquisition, par S.E.C. Électricité, en 2004, des centrales de Curtis Palmer, de ManChief, de Mamquam et de Queen Charlotte. Cette hausse a été en partie annulée par la participation réduite de TransCanada dans S.E.C. Électricité en 2004 et l'incidence de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de tous les gains antérieurement reportés découlant de la suppression de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Avant l'élimination de l'obligation de rachat, TransCanada constatait dans les résultats l'amortissement de ces gains reportés sur la période allant jusqu'en 2017.

### *Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers*

Les frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers ont atteint 26 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2005 et 51 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2005, soit 2 millions de dollars de plus, dans les deux cas, que le chiffre inscrit pour les mêmes périodes en 2004. Cette hausse s'explique surtout par l'incidence négative de la quote-part revenant à TransCanada des pertes sur change non réalisées de S.E.C. Électricité sur la dette libellée en dollars US.

## Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales

### Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié)

(en gigawatts-heure)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Établissements de l'Ouest <sup>1)</sup>	2 838	2 929	6 036	5 805
Établissements de l'Est <sup>1)</sup>	1 456	1 474	2 711	3 085
Placement dans Bruce Power <sup>2)</sup>	2 306	2 962	4 904	5 492
Placement dans S.E.C. Électricité <sup>1) 3)</sup>	723	536	1 420	1 108
<b>Total</b>	<b>7 323</b>	<b>7 901</b>	<b>15 071</b>	<b>15 490</b>

<sup>1)</sup> Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.

<sup>2)</sup> Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power.

<sup>3)</sup> TransCanada assure l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité. Les volumes dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité.

### Capacité disponible moyenne

**pondérée des centrales<sup>1)</sup>**

(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
Établissements de l'Ouest <sup>2)</sup>	83 %	93 %	88 %	96 %
Établissements de l'Est <sup>2)</sup>	80 %	95 %	79 %	97 %
Placement dans Bruce Power <sup>3)</sup>	71 %	92 %	76 %	86 %
Placement dans S.E.C. Électricité <sup>2)</sup>	87 %	96 %	92 %	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de la participation dans Bruce Power	83 %	95 %	86 %	97 %
<b>Toutes les centrales</b>	<b>79 %</b>	<b>94 %</b>	<b>82 %</b>	<b>92 %</b>

<sup>1)</sup> La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps, durant l'année, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la disponibilité des centrales.

<sup>2)</sup> Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.

<sup>3)</sup> Le troisième réacteur est inclus depuis le 1<sup>er</sup> mars 2004.

## Siège social

Les charges nettes se sont élevées à 7 millions de dollars et à 16 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, alors que des charges nettes de 7 millions de dollars avaient été constatées pour chacune des périodes correspondantes de 2004.

Les charges nettes du trimestre terminé le 30 juin 2005 sont comparables à celles de la même période de l'exercice précédent. Les remboursements d'impôts sur les bénéfices et les ajustements fiscaux positifs au deuxième trimestre de 2005 ont été en partie annulés par les ajustements d'impôts constatés au deuxième trimestre de 2004 et par l'augmentation des intérêts débiteurs sur les titres de créance à long terme émis vers la fin de 2004 ainsi que sur les soldes supérieurs des effets de commerce en 2005.

La hausse de 9 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2005, comparativement à la période correspondante de 2004, s'explique principalement par l'accroissement des intérêts débiteurs sur les titres de créance à long terme émis en 2004 ainsi que sur les soldes supérieurs des effets de commerce en 2005. Les remboursements d'impôts sur les bénéfices et les intérêts connexes pour le semestre terminé le 30 juin 2004 étaient comparables aux remboursements d'impôts sur les bénéfices et aux ajustements fiscaux positifs constatés pour le semestre terminé le 30 juin 2005.

## **Liquidités et ressources en capital**

### **Flux de trésorerie liés à l'exploitation**

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 479 millions de dollars et à 886 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, alors qu'ils avaient été respectivement de 382 millions de dollars et de 797 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2004.

TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2004.

### **Activités d'investissement**

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé respectivement 135 millions de dollars (93 millions de dollars en 2004) et 243 millions de dollars (194 millions de dollars en 2004). Elles se rapportaient principalement à la construction de nouvelles centrales électriques, à l'entretien et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Durant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, la cession d'actifs a permis de générer respectivement 2 millions de dollars (408 millions de dollars en 2004) et 153 millions de dollars (408 millions de dollars en 2004). En 2005, la cession est liée à la vente des parts de PipeLines LP et les cessions en 2004 se rapportaient principalement à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité.

Durant le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, la société a consacré 632 millions de dollars (14 millions de dollars en 2004) relativement à l'achat d'actifs hydroélectriques d'USGen et à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,52 % dans Iroquois Gas Transmission System L.P. (Iroquois).

### **Activités de financement**

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, TransCanada a affecté respectivement 615 millions de dollars et 936 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2005, TransCanada a émis respectivement 499 millions de dollars et 799 millions de dollars de titres de créance à long terme. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur la dette à long terme. Pour le semestre terminé le 30 juin 2005, l'encours des effets à payer a augmenté de 533 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 22 millions de dollars.

### ***Dividendes***

Le 28 juillet 2005, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 septembre 2005, un dividende trimestriel de 0,305 \$ par action ordinaire en circulation. Il s'agit du 167<sup>e</sup> dividende trimestriel consécutif versé sur les actions ordinaires par TransCanada et sa filiale. Le dividende est payable le 31 octobre 2005 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2005.

## Obligations contractuelles

Principalement en raison des nouveaux contrats conclus pour les six mois terminés le 30 juin 2005, les obligations d'achat futures de l'entreprise d'électricité sont évaluées comme suit au 30 juin 2005 :

### Obligations d'achat

(non vérifié, en millions de dollars)	2005 <sup>1)</sup>	2006	2007	2008	2009	2010+
<b>Électricité</b>						
Achats de produits de base <sup>2)</sup>	393	632	627	556	278	2 658
Dépenses en immobilisations <sup>3)</sup>	269	181	66	1	1	-
Autres <sup>4)</sup>	24	43	32	23	28	113
	686	856	725	580	307	2 771

1) Comprend les obligations d'achat pour le semestre se terminant le 31 décembre 2005.

2) Les achats de produits de base comprennent les composantes fixes et variables. Les composantes variables sont des estimations et dépendent de la production des centrales, des prix sur le marché et des tarifs réglementaires.

3) Les montants sont des estimations et dépendent du moment de la construction et des améliorations apportées dans le cadre de projets.

4) Comprend des estimations de certains montants qui peuvent varier en fonction des heures d'utilisation des centrales, de l'indice des prix à la consommation, des coûts d'entretien des centrales réels, des salaires des centrales ainsi que des modifications des tarifs de transport réglementés.

Il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada entre le 31 décembre 2004 et le 30 juin 2005, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, consulter le rapport de gestion de TransCanada dans le rapport annuel 2004 de TransCanada.

## Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

### Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour gérer le risque lié à l'ensemble de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans les tableaux ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 30 juin 2005 et au 31 décembre 2004.

### Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)		30 juin 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	<b>(60)</b>	7
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	<b>2</b>	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	<b>(27)</b>	(39)
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments autres que de couverture	<b>1</b>	(2)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	(1)

Volumes de référence  
**30 juin 2005**  
 (non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	<b>1 299</b>	<b>7 177</b>	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	<b>878</b>	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	<b>85</b>	<b>73</b>
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments autres que de couverture	-	-	<b>5</b>	<b>7</b>
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	<b>55</b>	-	-

Volumes de référence  
**31 décembre 2004**

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	80	84
	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture	-	229	2	-

## Gestion des risques

Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TransCanada est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

## Contrôles et procédures

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, les membres de la direction de TransCanada, dont, au premier chef, le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la société. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de TransCanada de conclure que les contrôles et procédures de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice courant, il ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne à l'égard 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 l'information financière de TransCanada.

## Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TransCanada, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2004, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est

prescrit par la réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur cette convention comptable d'importance critique.

## Estimations comptables d'importance critique

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Depuis le 31 décembre 2004, l'estimation comptable d'importance critique de TransCanada demeure la dotation aux amortissements. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

## Modifications comptables

### *Instruments financiers – informations à fournir et présentation*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2005, la société a adopté les nouvelles dispositions du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur le classement de certains instruments financiers qui représentent des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TransCanada a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, composante qui est maintenant classée comme dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour le deuxième trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés <sup>1)</sup>	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	(670)
Total du passif et des capitaux propres	-

<sup>1)</sup> Report réglementaire

## Retraitement aux fins des PCGR des États-Unis

Au deuxième trimestre de 2005, la société a retraité la note 22 (PCGR des États-Unis) afférente aux états financiers consolidés de 2004. TransCanada constate sa participation dans S.E.C. Électricité selon la méthode de la consolidation proportionnelle aux fins des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et en tant que placement comptabilisé à la valeur de consolidation aux fins des PCGR des États-Unis. Durant la période allant de 1997 à avril 2004, la société avait l'obligation de financer le rachat des parts de S.E.C. Électricité en 2017. Par conséquent, selon les PCGR du Canada et ceux des États-Unis, TransCanada comptabilisait l'émission de parts de S.E.C. Électricité à des tiers en tant que vente de source de revenus nets futurs, et les gains en résultant étaient reportés et amortis par imputation aux résultats sur la période allant jusqu'à 2017. L'obligation de rachat a été supprimée en avril 2004, et les gains non amortis ont été constatés dans les résultats.

Aux fins des PCGR des États-Unis, aux termes des dispositions du *Staff Accounting Bulletin Topic 5:H* de la *Securities and Exchange Commission* des États-Unis, certaines opérations visant S.E.C. Électricité pour la période allant de 1997 à 2001 auraient dû être comptabilisées en tant que gains de dilutions plutôt qu'en tant que vente de source de revenus nets futurs. Puisque la société avait pris l'engagement de financer le rachat des parts de S.E.C. Électricité, ces gains auraient dû être constatés, après impôts, en tant qu'opérations portant sur les capitaux propres sous les capitaux propres. Cette correction a été apportée de façon rétroactive. La correction n'a aucunement influé sur les capitaux propres cumulés au 31 décembre 2004 aux fins des PCGR des États-Unis. L'incidence sur les résultats antérieurement présentés, aux fins des PCGR des États-Unis, s'établit comme suit :

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004	2003	2002
<b>Diminution de ce qui suit :</b>			
Bénéfice découlant des activités poursuivies	135	10	10
Bénéfice net	135	10	10
Bénéfice net par action selon les PCGR des États-Unis			
Activités poursuivies	0,28 \$	0,02 \$	0,02 \$
Activités abandonnées	-	-	-
De base	0,28 \$	0,02 \$	0,02 \$
Dilué	0,28 \$	0,02 \$	0,02 \$

Les états financiers consolidés vérifiés de 2004 retraités de TransCanada pourront être consultés au Canada sur le site de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et aux États-Unis sur le site d'EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), sous TransCanada Corporation, ainsi que sur le site Web de la société à l'adresse [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).

## Perspectives

En 2005, la société prévoit que le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz sera supérieur aux prévisions initiales en raison du gain de 49 millions de dollars après impôts lié à vente des parts de PipeLines LP. En outre, la société prévoit que le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2005 sera supérieur aux prévisions initiales en raison des gains prévus d'environ 200 millions de dollars après impôts sur la vente de S.E.C. Électricité et du placement d'environ 115 millions de dollars après impôts de la société dans PT Paiton Energy Company (PT Paiton). La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur ces opérations. Ces incidences mises à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

En 2005 TransCanada continuera d'orienter ses ressources vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettent de consolider son rendement financier et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Grâce à son bénéfice net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son bilan solide, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz et l'électricité.

Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's Investors Service (Moody's) et Standard & Poor's ont accordées aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TransCanada PipeLines Limited sont actuellement A, A2 et A-, respectivement. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir comme étant stables, et Standard & Poor's, comme étant négatives.

## **Autres faits nouveaux**

### **Transport de gaz**

#### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

##### *Réseau principal au Canada*

En novembre 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a présenté à l'ONÉ une demande de révision et de modification de sa décision au sujet de la demande tarifaire de 2004 pour le réseau principal au Canada en ce qui a trait à trois points :

- le service de transport garanti non renouvelable (FT-NR);
- les mesures de rémunération incitatives à long terme;
- les coûts liés à la réglementation et les frais juridiques.

Le 18 février 2005, l'ONÉ a décidé de revoir sa décision au sujet des droits pour le service FT-NR, de ne pas revoir sa décision au sujet des coûts réglementaires et juridiques contestés et, à la demande de l'ACPP, de reporter l'examen de la possibilité de revoir sa décision au sujet des mesures de rémunération incitatives à long terme. Le 13 avril 2005, l'ACPP a déposé un avis auprès l'ONÉ visant le retrait de la partie de sa demande traitant des mesures de rémunération incitatives à long terme. Vers la fin d'avril 2005, l'ONÉ a entendu les témoignages de vive voix à Calgary dans le cadre de l'examen des droits pour le service FT-NR. Dans une décision rendue le 30 mai 2005, l'ONÉ a infirmé sa décision initiale au sujet de la tarification du service FT-NR d'une manière susceptible de donner lieu à des soumissions avec un prix plancher égal au facteur de charge de 100 % pour le service de transport garanti (FT) et a déterminé qu'il devrait être offert aux mêmes droits que le service FT.

En avril 2005, l'ONÉ a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada. Dans sa décision, l'ONÉ a approuvé une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de la structure en capital du réseau principal au Canada, qui passe de 33 % à 36 % pour 2004, et qui est en vigueur également pour 2005 conformément à l'entente au sujet des droits conclue avec les expéditeurs en 2005. Cette hausse de l'avoir des actionnaires ordinaires devrait faire augmenter le bénéfice net de TransCanada en 2005 d'environ 29 millions de dollars, dont 13 millions de dollars se rapportent à 2004 et 16 millions de dollars se rapportent à 2005. Le taux de rendement sur les capitaux propres pour le réseau principal au Canada demeure à 9,56 % pour 2004 et à 9,46 % pour 2005.

Le 30 mai 2005, conformément à la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada de TransCanada, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande tarifaire finale distincte pour 2004 et 2005. Dans sa décision rendue le 23 juin 2005, l'ONÉ a approuvé les demandes tarifaires finales de 2004 et 2005 qui avaient été déposées.

##### *Réseau de l'Alberta*

Le 7 juin 2005, l'EUB a approuvé un règlement négocié pour les besoins en produits du réseau de l'Alberta de 2005 à 2007. Tel que le stipule le règlement, à la suite de l'approbation du règlement, TransCanada a retiré la requête qu'elle avait présentée à la Cour d'appel de l'Alberta pour l'autorisation de porter en appel la décision 2004-069 au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. TransCanada a de plus convenu qu'elle ne donnerait pas suite à une demande d'examen et de modification au sujet des constatations de l'EUB sur la rémunération incitative et les coûts des mesures incitatives à long terme.

TransCanada continuera d'appliquer les tarifs provisoires de 2005 pour le service de transport sur le réseau de l'Alberta. Les tarifs provisoires, approuvés par l'EUB en décembre 2004, demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs soient déterminés à la suite de la deuxième phase de l'audience sur la demande tarifaire générale de 2005 pour le réseau de l'Alberta. La deuxième phase du processus de tarification de l'EUB permet de déterminer la ventilation, entre les services de transport et la tarification, des coûts approuvés pour 2005. L'EUB a prévu une audience pour la deuxième phase durant le quatrième trimestre de 2005.

### *Autres entreprises de transport de gaz*

#### *Projet de gazoduc Tamazunchale*

En juin 2005, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) du Mexique a octroyé à TransCanada un contrat pour la construction, la possession et l'exploitation d'un gazoduc d'un diamètre de 36 po et d'une longueur de 125 kilomètres dans le centre-est du Mexique. Le pipeline Tamazunchale aura son point de départ aux installations de Pemex Gas près de Naranjos, Veracruz, et transportera, aux termes d'un contrat de 26 ans avec CFE, du gaz naturel à destination d'une centrale électrique située près de Tamazunchale, San Luis Potosi. Ce projet d'environ 181 millions de dollars US permettra de transporter initialement 170 millions de pieds cubes par jour. Aux termes du contrat, le débit du pipeline Tamazunchale sera porté à 430 millions de pieds cubes par jour à compter de 2009 pour répondre aux besoins supplémentaires de deux autres centrales électriques proposées à proximité de Tamazunchale. TransCanada a commencé les travaux de construction dans le cadre du projet, dont la mise en service est prévue pour le 1<sup>er</sup> décembre 2006.

#### *Iroquois*

En juin 2005, TransCanada a conclu l'acquisition d'une participation de 3,52 % dans Iroquois auprès d'une filiale de Goldman Sachs & Co. au prix de 13,6 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements qui auront lieu postérieurement à la clôture de l'opération. Cette acquisition fait passer la participation de TransCanada dans Iroquois de 40,96 % à 44,48 %.

## **Électricité**

#### *USGen New England, Inc.*

Le 1<sup>er</sup> avril 2005, TransCanada a réalisé l'acquisition d'actifs de production d'énergie hydroélectrique d'USGen New England Inc. ayant une capacité de production totale de 567 mégawatts (MW) au prix de 505 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements de clôture spécifiés.

Il existait une entente entre la ville de Rockingham (la ville) et USGen qui donnait à la ville l'option d'acheter la centrale de Bellows Falls, d'une puissance de 49 MW, au prix de 72 millions dollars US. L'option a été exercée en décembre 2004 et les droits de la ville conformément à la convention d'option ont été cédés à Vermont Hydroelectric Power Authority (Vermont Hydroelectric). TransCanada a pris en charge les obligations d'USGen en vertu de l'option le 1<sup>er</sup> avril 2005. Bien que l'option ait été exercée, la conclusion de l'opération demeure assujettie à certaines approbations réglementaires ainsi qu'à d'autres conditions précisées dans la convention d'option. En juin 2005, le Public Service Board du Vermont a donné son approbation, qui était conditionnelle à un autre scrutin de la part des résidents de la ville, par lequel au moins la majorité des voix exprimées devaient approuver l'opération. Le 12 juillet 2005, le scrutin a eu lieu, mais la majorité requise n'a pas été obtenue. Ce rejet en soi ne met pas fin à l'option. La ville prévoit tenir un autre scrutin sur cette question en août 2005.

*S.E.C. Électricité*

En mai 2005, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) aux termes de laquelle EPCOR achètera la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité au prix de 529 millions de dollars. L'acquisition d'EPCOR comprend 14,5 millions de parts de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que des accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité.

Les conseils d'administration de TransCanada, d'EPCOR et de S.E.C. Électricité ont approuvé l'opération en question. L'opération devrait être conclue durant le troisième trimestre de 2005, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation. TransCanada prévoit que cette vente lui permettra de réaliser un gain après impôts d'environ 200 millions de dollars. TransCanada continuera d'assurer l'exploitation et l'entretien des centrales électriques de S.E.C. Électricité jusqu'à ce que l'opération soit conclue.

*Paiton Energy*

En juin 2005, TransCanada a conclu une entente pour la vente de sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy aux filiales de The Tokyo Electric Power Company au prix de 103 millions de dollars US (127 millions de dollars), sous réserve d'ajustements. TransCanada avait initialement acheté sa participation dans Paiton Energy en 1996. Paiton Energy possède deux centrales de 615 mégawatts alimentées au charbon dans le Java oriental, en Indonésie. Sous réserve des diverses approbations requises, cette opération devrait être conclue durant le troisième trimestre de 2005. TransCanada s'attend à réaliser un gain après impôts d'environ 115 millions de dollars dans le cadre de cette opération.

**Autres**

Le 1<sup>er</sup> juin 2005, Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC) a racheté toutes les débetures de premier rang non garanties à 7,80 % de 150 millions de dollars US (débetures) et les effets de premier rang non garantis à 7,10 % de 250 millions de dollars US. Par conséquent, à la demande de GTNC, les débetures ont été radiées de la bourse de New York, et GTNC ne détient plus aucun titre inscrit en vertu des lois sur les valeurs mobilières des États-Unis.

Le 1<sup>er</sup> juin 2005, GTNC a réalisé un placement privé multi-tranches de titres d'emprunt de premier rang totalisant 400 millions de dollars US comportant un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,28 % et une durée moyenne pondérée d'environ 18 ans.

**Renseignements sur les actions**

Au 30 juin 2005, TransCanada avait 486 465 247 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en circulation 9 468 869 options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 7 055 293 options pouvaient être exercées au 30 juin 2005.

**Principales données financières trimestrielles consolidées<sup>1)</sup>**

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2005		2004				2003	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	<b>1 444</b>	1 407	1 478	1 307	1 344	1 356	1 375	1 454
Bénéfice net								
Activités poursuivies	<b>200</b>	232	185	193	388	214	193	198
Activités abandonnées	-	-	-	52	-	-	-	50
	<b>200</b>	232	185	245	388	214	193	248
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action – de base								
Activités poursuivies	<b>0,41 \$</b>	0,48 \$	0,38 \$	0,40 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,41 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11	-	-	-	0,10
	<b>0,41 \$</b>	0,48 \$	0,38 \$	0,51 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,51 \$
Bénéfice net par action – dilué								
Activités poursuivies	<b>0,41 \$</b>	0,48 \$	0,38 \$	0,39 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,41 \$
Activités abandonnées	-	-	-	0,11	-	-	-	0,10
	<b>0,41 \$</b>	0,48 \$	0,38 \$	0,50 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,51 \$
Dividende déclaré par action ordinaire	<b>0,305 \$</b>	0,305 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,27 \$	0,27 \$

<sup>1)</sup> Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. On trouve aux notes 1 et 21 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2004 retraités de TransCanada des renseignements détaillés sur les facteurs influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

**Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle**

L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des placements de la société dans des gazoducs réglementés, et ses produits annuels ainsi que son bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs, de même qu'en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité est constituée principalement des placements de la société dans des centrales électriques, et ses produits ainsi que son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

- Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars revenant à TransCanada à la suite d'un ajustement positif des économies d'impôts futurs constaté par TransGas.
- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant d'environ 12 millions de dollars.

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars après impôts liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts en capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement aux trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un ajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation de provisions pour la restructuration établies préalablement et à la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.
- Au quatrième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté un résultat net de 14 millions de dollars à compter de la date d'acquisition, soit le 1<sup>er</sup> novembre 2004. L'entreprise d'électricité a bénéficié de l'incidence positive de 16 millions de dollars avant impôts découlant d'une restructuration liée aux contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison et visant les établissements de l'Est.
- Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend des gains de 48 millions de dollars après impôts liés à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats de l'entreprise d'électricité comprennent des coûts de 10 millions de dollars après impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnements en gaz naturel. De plus, le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement aux trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de l'accroissement des charges d'exploitation attribuable à l'exploitation de six réacteurs.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprend 21 millions de dollars (13 millions de dollars pour 2004 et 8 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2005), en ce qui a trait à la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada. Le 1<sup>er</sup> avril 2005, TransCanada a conclu l'acquisition des actifs hydroélectriques d'USGen. Le bénéfice de participation de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence soutenue des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et d'un arrêt d'exploitation correctif du sixième réacteur après qu'un transformateur ait pris feu.

---

### Énoncés prospectifs

Le présent rapport trimestriel contient des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces énoncés pourraient différer des résultats et des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre avec succès ses initiatives stratégiques et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les facteurs de concurrence dans le secteur des gazoducs et de l'électricité ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, prière de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. TransCanada n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison.

## États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004	2005	2004
<b>Produits</b>	<b>1 444</b>	1 344	<b>2 851</b>	2 700
<b>Charges d'exploitation</b>				
Coût des marchandises vendues	245	242	510	491
Autres coûts et charges	423	398	844	773
Amortissement	253	232	503	464
	<b>921</b>	872	<b>1 857</b>	1 728
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>523</b>	472	<b>994</b>	972
<b>Autres charges (produits)</b>				
Charges financières	208	210	415	417
Charges financières des coentreprises	16	16	32	30
Bénéfice de participation	(17)	(59)	(58)	(117)
Intérêts créditeurs et autres produits	(4)	(9)	(28)	(24)
Gain lié à PipeLines LP	(2)	-	(82)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	(197)	-	(197)
Gain lié à Millenium	-	(7)	-	(7)
	<b>201</b>	(46)	<b>279</b>	102
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>322</b>	518	<b>715</b>	870
<b>Impôts sur les bénéfices</b>				
Exigibles	79	127	240	230
Futurs	38	(2)	26	21
	<b>117</b>	125	<b>266</b>	251
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>				
Dividendes sur actions privilégiées	5	5	11	11
Autres	-	-	6	6
	<b>5</b>	5	<b>17</b>	17
<b>Bénéfice net</b>	<b>200</b>	388	<b>432</b>	602
<b>Bénéfice net par action – de base et dilué</b>	<b>0,41 \$</b>	0,80 \$	<b>0,89 \$</b>	1,24 \$
<b>Nombre moyen d'actions en circulation – de base</b> (en millions)	<b>485,9</b>	484,0	<b>485,6</b>	483,7
<b>Nombre moyen d'actions en circulation – dilué</b> (en millions)	<b>488,4</b>	486,6	<b>488,1</b>	486,3

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	
	2005	2004	2005	2004
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net	200	388	432	602
Amortissement	253	232	503	464
Gain lié à PipeLines LP, déduction faite de la charge fiscale au titres des impôts exigibles (note 5)	(1)	-	(31)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	(197)	-	(197)
Gain lié à Millennium	-	(7)	-	(7)
Bénéfice de participation inférieur aux (en excédent des) distributions reçues	8	(39)	(26)	(90)
Capitalisation des régimes de retraite (en sus) en sous des charges	(10)	13	(17)	1
Impôts futurs	38	(2)	26	21
Part des actionnaires sans contrôle	5	5	17	17
Autres	(14)	(11)	(18)	(14)
Fonds provenant des activités poursuivies	479	382	886	797
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(176)	(38)	(218)	(82)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	303	344	668	715
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(135)	(93)	(243)	(194)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(632)	(14)	(632)	(14)
Cession d'actifs	2	408	153	408
Montants reportés et autres	3	33	(55)	(14)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	(762)	334	(777)	186
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes	(154)	(150)	(300)	(290)
Effets émis (remboursés), montant net	289	(72)	533	(301)
Dette à long terme émise	499	-	799	665
Réduction de la dette à long terme	(615)	(25)	(936)	(501)
Dette sans recours émise par les coentreprises	-	81	5	87
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(14)	(3)	(21)	(12)
Parts de sociétés en commandite de coentreprises émises	-	88	-	88
Actions ordinaires émises	18	4	29	17
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	23	(77)	109	(247)
<b>Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme</b>	20	(1)	22	3
<b>(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme</b>	(416)	600	22	657
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
Au début de la période	626	395	188	338
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
À la fin de la période	210	995	210	995
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>				
Impôts sur les bénéfices payés	115	91	307	252
Intérêts payés	238	221	428	393

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Bilans consolidés**

(en millions de dollars)	30 juin 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Encaisse et placements à court terme	210	188
Débiteurs	537	627
Stocks	239	174
Autres	153	120
	<b>1 139</b>	1 109
<b>Placements à long terme</b>	<b>830</b>	840
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>19 184</b>	18 704
<b>Autres éléments d'actif</b>	<b>1 490</b>	1 459
	<b>22 643</b>	22 112
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Effets à payer	1 079	546
Créditeurs	885	1 135
Intérêts courus	220	214
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	391	766
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	73	83
	<b>2 648</b>	2 744
<b>Montants reportés</b>	<b>851</b>	783
<b>Dette à long terme</b>	<b>10 014</b>	9 713
<b>Impôts futurs</b>	<b>562</b>	509
<b>Dette sans recours des coentreprises</b>	<b>798</b>	779
<b>Titres privilégiés</b>	<b>564</b>	554
	<b>15 437</b>	15 082
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>		
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	77	76
	<b>466</b>	465
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires	4 740	4 711
Surplus d'apport	271	270
Bénéfices non répartis	1 790	1 655
Écart de conversion	(61)	(71)
	<b>6 740</b>	6 565
	<b>22 643</b>	22 112

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**États consolidés des bénéfices non répartis**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Semestres terminés les 30 juin	
	2005	2004
Solde au début de la période	1 655	1 185
Bénéfice net	432	602
Dividendes sur les actions ordinaires	(297)	(281)
	<b>1 790</b>	<b>1 506</b>

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 Corporation (TransCanada 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 annuels de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, sauf dans la mesure indiquée ci-après. Les présents états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers annuels de 2004 retraités. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période considérée.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société.

### 2. Modifications comptables

#### *Instruments financiers – présentation de l'information*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2005, la société a adopté les nouvelles dispositions du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur le classement de certains instruments financiers qui représentent des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TransCanada a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, qui sera classée comme dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour le deuxième trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés <sup>1)</sup>	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	(670)
Total du passif et capitaux propres	<u>-</u>

1) Report réglementaire

### 3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	1 032	948	412	396	-	-	1 444	1 344
Coûts des marchandises vendues	-	-	(245)	(242)	-	-	(245)	(242)
Autres coûts et charges	(324)	(298)	(98)	(99)	(1)	(1)	(423)	(398)
Amortissement	(233)	(215)	(20)	(17)	-	-	(253)	(232)
Bénéfice (perte) d'exploitation	475	435	49	38	(1)	(1)	523	472
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(182)	(193)	-	(2)	(31)	(20)	(213)	(215)
Charges financières des coentreprises	(13)	(15)	(3)	(1)	-	-	(16)	(16)
Bénéfice de participation	4	11	13	48	-	-	17	59
Intérêts créditeurs et autres produits	(1)	2	-	1	5	6	4	9
Gain lié à PipeLines LP	2	-	-	-	-	-	2	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	197	-	-	-	197
Gain lié à Millennium	-	7	-	-	-	-	-	7
Impôts sur les bénéfices	(120)	(101)	(17)	(32)	20	8	(117)	(125)
<b>Bénéfice net</b>	<b>165</b>	<b>146</b>	<b>42</b>	<b>249</b>	<b>(7)</b>	<b>(7)</b>	<b>200</b>	<b>388</b>

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	2 027	1 897	824	803	-	-	2 851	2 700
Coûts des marchandises vendues	-	-	(510)	(491)	-	-	(510)	(491)
Autres coûts et charges	(630)	(583)	(211)	(187)	(3)	(3)	(844)	(773)
Amortissement	(465)	(427)	(38)	(37)	-	-	(503)	(464)
Bénéfice (perte) d'exploitation	932	887	65	88	(3)	(3)	994	972
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(369)	(389)	(2)	(4)	(61)	(41)	(432)	(434)
Charges financières des coentreprises	(27)	(29)	(5)	(1)	-	-	(32)	(30)
Bénéfice de participation	15	21	43	96	-	-	58	117
Intérêts créditeurs et autres produits	13	5	3	5	12	14	28	24
Gain lié à PipeLines LP	82	-	-	-	-	-	82	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	-	197	-	-	-	197
Gain lié à Millennium	-	7	-	-	-	-	-	7
Impôts sur les bénéfices	(270)	(207)	(32)	(67)	36	23	(266)	(251)
<b>Bénéfice net</b>	<b>376</b>	<b>295</b>	<b>72</b>	<b>314</b>	<b>(16)</b>	<b>(7)</b>	<b>432</b>	<b>602</b>

### Total de l'actif

(en millions de dollars)	30 juin 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
Transport de gaz	18 140	18 410
Électricité	3 589	2 802
Siège social	914	900
	<u>22 643</u>	<u>22 112</u>

#### 4. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

##### *Gestion du risque lié au prix de l'énergie*

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 30 juin 2005 et au 31 décembre 2004.

#### Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)		30 juin 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	<b>(60)</b>	7
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	<b>2</b>	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	<b>(27)</b>	(39)
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments autres que de couverture	<b>1</b>	(2)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	(1)

#### Volumes de référence

##### 30 juin 2005

(non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps					
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	<b>1 299</b>	<b>7 177</b>	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	<b>878</b>	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	<b>85</b>	<b>73</b>
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments autres que de couverture	-	-	<b>5</b>	<b>7</b>
Contrats de rendement thermique					
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	<b>55</b>	-	-

#### Volumes de référence

31 décembre 2004

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi <sup>3</sup> )	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps					
Éléments de couverture		3 314	7 029	-	-
Éléments autres que de couverture		438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
Éléments de couverture		-	-	80	84
Éléments autres que de couverture		-	-	5	8
Contrats de rendement thermique					
Éléments de couverture		-	229	2	-

## 5. Cessions

### *PipeLines LP*

En mars 2005, TransCanada a vendu 3,5 millions de parts ordinaires de PipeLines LP au prix de 37,04 \$ US la part, ce qui a donné lieu pour la société à un produit net d'environ 151 millions de dollars et à un gain après impôts d'environ 48 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise de transport de gaz, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 32 millions de dollars, y compris une charge de 50 millions de dollars au titre des impôts exigibles. En avril 2005, les preneurs fermes ont acheté 74 200 parts ordinaires supplémentaires aux termes de leur option d'acheter jusqu'à concurrence de 525 000 parts supplémentaires selon les mêmes modalités que celles visant les 3,5 millions de parts ordinaires vendues antérieurement, et un gain net supplémentaire de 1 million de dollars après impôts a été constaté dans les résultats de l'entreprise de transport de gaz. À la suite de ces opérations, TransCanada détient toujours une participation de 13,4 % dans PipeLines LP représentée par la participation du commandité (2,0 %) ainsi qu'une participation de 11,4 % en tant que commanditaire.

### *S.E.C. Électricité*

En mai 2005, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu une entente avec EPCOR Utilities Inc. (EPCOR) aux termes de laquelle EPCOR achètera la participation de TransCanada dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) au prix de 529 millions de dollars. L'acquisition d'EPCOR comprend 14,5 millions de parts de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que des accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité.

Les conseils d'administration de TransCanada, d'EPCOR et de S.E.C. Électricité ont approuvé l'opération en question. L'opération devrait être ratifiée durant le troisième trimestre de 2005, sous réserve de la réception des approbations des organismes de réglementation. TransCanada prévoit que cette vente lui permettra de réaliser un gain après impôts d'environ 200 millions de dollars. TransCanada continuera d'assurer l'exploitation et l'entretien des centrales électriques de S.E.C. Électricité d'ici à ce que l'opération soit conclue.

### *Paiton Energy*

En juin 2005, TransCanada a conclu un accord prévoyant la vente de sa participation d'environ 11 % dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy) aux filiales de The Tokyo Electric Power Company au prix de 103 millions de dollars US (127 millions de dollars), sous réserve d'ajustements. TransCanada avait acheté sa participation dans Paiton Energy en 1996. Paiton Energy possède deux centrales de 615 mégawatts alimentées au charbon dans le Java oriental, en Indonésie. Sous réserve des diverses approbations requises, cette opération devrait être conclue durant le troisième trimestre de 2005. TransCanada s'attend à réaliser un gain après impôts d'environ 115 millions de dollars dans le cadre de cette opération.

## 6. Avantages sociaux futurs

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

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de la période	8	7	1	1
Intérêts débiteurs	16	14	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(16)	(13)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	4	3	-	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	-	-	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

  

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de la période	15	14	1	1
Intérêts débiteurs	32	28	3	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(32)	(27)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	8	6	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>6</b>	<b>6</b>

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

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

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