

2010



Rapport de gestion et états financiers consolidés audités

TransCanada PipeLines Limited



PIPELINES

Gazoducs

- 1 Réseau principal au Canada
- 2 Réseau de l'Alberta
- 3 ANR
- 4 GTN
- 5 Foothills
- 6 Ventures LP
- 7 Bison
- 8 Tamazunchale
- 9 North Baja (participation effective de 38,2 %)
- 10 Tuscarora (participation effective de 38,2 %)
- 11 Northern Border (participation effective de 19,1 %)
- 12 Great Lakes (participation effective de 71,3 %)
- 13 Iroquois (participation de 44,5 %)
- 14 TQM (participation de 50 %)
- 15 Portland (participation de 61,7 %)
- 16 Guadalajara (en construction)
- 17 Projet de gazoduc de l'Alaska (proposé par TransCanada)
- 18 Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs)

Oléoduc

- 19 Keystone
- 20 Expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (en voie d'aménagement)

Stockage de gaz naturel

- 21 Stockage de gaz naturel d'ANR

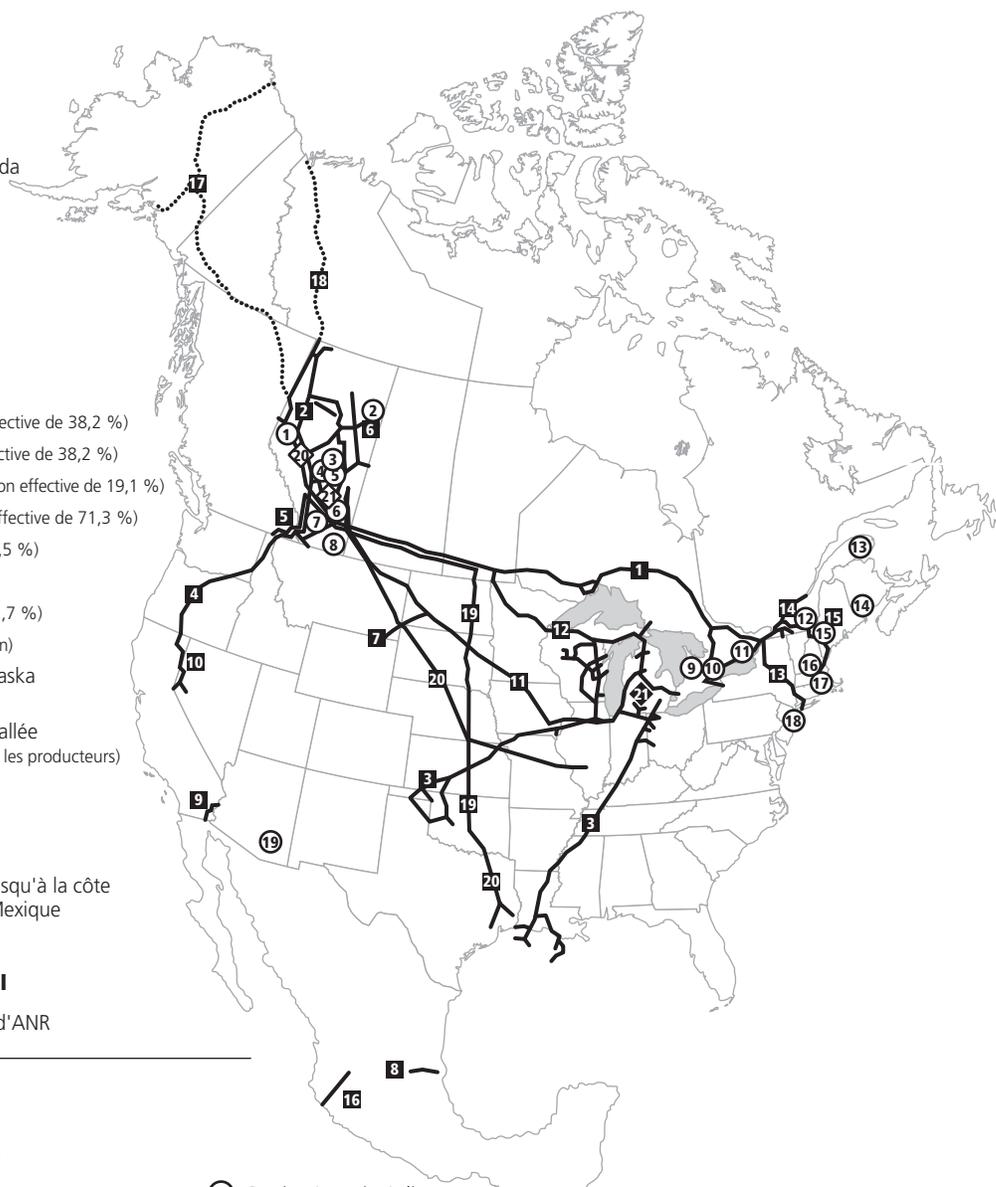
ÉNERGIE

Production d'électricité

- 1 Bear Creek
- 2 MacKay River
- 3 Redwater
- 4 CAE de Sundance A
- 5 CAE de Sundance B (participation de 50 %)
- 6 CAE de Sheerness
- 7 Carseland
- 8 Cancarb
- 9 Bruce Power (Bruce A – 48,8 %, Bruce B – 31,6 %)
- 10 Halton Hills
- 11 Portlands Energy (participation de 50 %)
- 12 Bécancour
- 13 Cartier énergie éolienne (participation de 62 %) (en construction)
- 14 Grandview
- 15 Parc éolien de Kibby
- 16 TC Hydro
- 17 OSP
- 18 Ravenswood
- 19 Coolidge (en construction)

Stockage de gaz naturel

- 20 Edson
- 21 CrossAlta (participation de 60 %)



Points saillants
des résultats
financiers

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2010	2009	2008	2007	2006
États des résultats					
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					
Activités poursuivies	1 234	1 357	1 420	1 210	1 049
Activités abandonnées	–	–	–	–	28
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 234	1 357	1 420	1 210	1 077
États des flux de trésorerie					
Fonds provenant de l'exploitation	3 279	3 044	2 992	2 603	2 374
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(256)	(88)	128	63	(503)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation poursuivies	3 023	2 956	3 120	2 666	1 871
Dépenses en immobilisations et acquisitions	5 036	6 319	6 363	5 874	2 042
Bilans					
Total de l'actif	47 949	44 670	40 735	31 737	26 386
Dette à long terme	17 028	16 186	15 368	12 377	10 887
Billets subordonnés de rang inférieur	985	1 036	1 213	975	–
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	15 358	14 483	12 574	9 664	7 618

TABLE DES MATIÈRES

TCPL – APERÇU	3
TCPL – STRATÉGIE	5
REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	7
Principales données financières consolidées des trois derniers exercices	7
Points saillants	8
Rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	9
Résultats d'exploitation	10
INFORMATIONS PROSPECTIVES	12
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR	12
PERSPECTIVES	13
GAZODUCS	15
Carte – Pipelines	15
Points saillants	17
Résultats	18
Analyse financière	19
Possibilités et faits nouveaux	23
Risques d'entreprise	26
Perspectives	28
Volumes de livraison de gaz naturel	30
OLÉODUCS	31
Points saillants	31
Analyse financière	31
Possibilités et faits nouveaux	31
Risques d'entreprise	32
Perspectives	34
ÉNERGIE	35
Carte – Énergie	35
Points saillants	37
Centrales – Capacité de production nominale et type de combustible	37
Résultats	38
Analyse financière	39
Possibilités et faits nouveaux	51
Risques d'entreprise	53
Perspectives	55
SIÈGE SOCIAL	55
AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS	56
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	57
Sommaire des flux de trésorerie	57
Points saillants	57
Flux de trésorerie et ressources en capital	58
OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	62
GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS	66
Risques financiers et instruments financiers	66
Autres risques	79
CONTRÔLES ET PROCÉDURES	84
PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES	85
MODIFICATIONS COMPTABLES	88
PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES	90
POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2010	92
RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS	96
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	96
GLOSSAIRE	97

Le rapport de gestion daté du 14 février 2011 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2010, qui ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Il porte sur la situation financière et sur les activités de TCPL au 31 décembre 2010 et pour l'exercice clos à cette date. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales et les montants sont présentés en dollars canadiens. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire paraissant dans le rapport annuel 2010 de la société.

TCPL – APERÇU

Forte d'une expérience de plus de 50 ans, TCPL est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris de gazoducs, d'oléoducs, de centrales électriques et d'installations de stockage de gaz.

En vue de concrétiser sa vision d'être le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, TCPL veille à exécuter les grands et intéressants projets de croissance de son portefeuille. Chacun de ces nouveaux projets s'appuie sur de solides principes commerciaux fondamentaux et des contrats à long terme.

Grâce à ses actifs d'environ 48 milliards de dollars et d'un important portefeuille de croissance, TCPL estime être bien placée pour tirer parti de ses antécédents de flux de trésorerie et de résultats appréciables et soutenables à long terme.

Au 31 décembre 2010, TCPL avait mené à bien la construction de projets totalisant près de 10 milliards de dollars de son programme d'investissement de 20 milliards de dollars et les avait mis en service ou s'appropriait à le faire au début de 2011. En 2010, TCPL a dépensé 2,3 milliards de dollars afin de faire progresser ou de terminer la construction de plusieurs projets pipeliniers et énergétiques d'envergure, dont cinq ont été mis en service. La société a en outre achevé les deux premières phases de l'oléoduc Keystone, ce pour quoi elle a effectué des dépenses en immobilisations de 2,7 milliards de dollars.

Principales réalisations de TCPL en 2010

La société a fait progresser un important tronçon de l'oléoduc Keystone, afin de l'étendre de Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés du Midwest américain, notamment :

- les activités d'exploitation à une faible pression maximale d'exploitation ont débuté lorsque la première phase de Keystone a commencé à livrer du pétrole aux marchés de Wood River et de Patoka (« Wood River/Patoka »), en Illinois, en juin 2010;
- la construction du prolongement de l'oléoduc jusqu'à Cushing, en Oklahoma, (le « prolongement de Cushing ») a été achevée et le remplissage de la canalisation s'est amorcé vers la fin de 2010. La mise en service a eu lieu au début de février 2011.

Afin de relier au réseau les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et de gaz naturel non classique, la société a construit, mis en service ou fait progresser les projets de gazoducs suivants.

- La société a terminé, au début de 2010, la construction de la dernière étape du couloir centre-nord dans le Nord de l'Alberta, un projet de 800 millions de dollars qui vise à fournir la capacité requise par les expéditeurs du réseau de l'Alberta pour faire face à l'accroissement des approvisionnements gaziers dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le projet a été réalisé dans le respect du calendrier et à un coût inférieur à celui prévu au budget.
- La construction du projet de gazoduc Bison de 630 millions de dollars US, devant transporter du gaz naturel de Powder River Basin, au Wyoming, s'est terminée à la fin de décembre 2010. La mise en service a eu lieu en janvier 2011.
- La construction du pipeline Groundbirch de 155 millions de dollars a pris fin en décembre 2010, conformément au calendrier et à moindre coût que prévu, et les livraisons de gaz de schiste depuis la formation de Montney vers le réseau de l'Alberta ont débuté.

- La construction du projet de gazoduc de Horn River au coût approximatif de 310 millions de dollars a été approuvée par l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») en janvier 2011. Le gazoduc doit assurer le transport de gaz de schiste depuis la formation de Horn River à compter du deuxième trimestre de 2012.
- Les travaux de construction du gazoduc de Guadalajara, qui transportera du gaz naturel depuis Manzanillo jusqu'à Guadalajara, au Mexique, étaient achevés à 70 % en date du 31 décembre 2010. Le projet pipelinier de 360 millions de dollars US devait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2011.

La société a achevé, mis en service et fait progresser les projets de production d'électricité suivants.

- L'aménagement de la centrale électrique de Halton Hills, d'une capacité de 683 mégawatts (« MW ») et d'une valeur de 700 millions de dollars, s'est achevé à l'automne 2010, conformément au calendrier et au budget. La centrale à faible taux d'émissions alimentée au gaz naturel a commencé à produire de l'électricité pour le marché ontarien.
- Dans le Maine, le projet éolien de Kibby de 132 MW comptant 44 turbines a été réalisé au coût de 350 millions de dollars US, avant la date prévue et en deçà du budget.
- Les travaux de construction de la centrale électrique de Coolidge, de 500 millions de dollars US, sont achevés à près de 95 % et ceux de mise en service le sont à environ 80 %. La mise en exploitation devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2011.

Les entreprises de TCPL se divisent en trois secteurs d'activité : les gazoducs, les oléoducs et l'énergie

Les secteurs des gazoducs et des oléoducs comprennent les grands gazoducs et oléoducs situés principalement au Canada et aux États-Unis. TCPL est également l'associé commandité de TC PipeLines, LP (« PipeLines LP »), société en commandite qui détient une participation dans des gazoducs aux États-Unis.

Gazoducs

Le réseau pipelinier de TCPL est constitué de plus de 60 000 kilomètres (« km ») (37 000 milles) de gazoducs détenus en propriété exclusive et exploités par la société et de 8 800 km (5 500 milles) de gazoducs détenus partiellement. Il relie de grands bassins d'approvisionnement gazier aux marchés et permet d'acheminer 20 % du gaz naturel consommé en Amérique du Nord, soit 14 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité et d'autres entreprises œuvrant sur des marchés à la grandeur de l'Amérique du Nord. Les gazoducs de TCPL aux États-Unis comportent également, au Michigan, des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité totale de 250 Gpi³.

La société poursuit en outre d'autres projets gaziers afin de diversifier son offre et d'accroître la valeur de ses actifs. Les principales activités ciblées comprennent l'aménagement de nouvelles installations pour relier les gazoducs de TCPL aux nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et autres au Canada et aux États-Unis et, à plus long terme, aux réserves gazières des régions nordiques. TCPL saisit également les occasions d'optimiser ses réseaux de gazoducs en place pour s'adapter aux changements de débit de l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord.

Oléoducs

Compte tenu de la production accrue de pétrole brut en Alberta et des nouvelles découvertes de pétrole aux États-Unis, notamment dans la zone schisteuse de Bakken au Montana et dans le Dakota du Nord, combinées à la demande croissante de sources d'énergie sûres et fiables, TCPL a cerné des occasions d'aménagement de nouveaux oléoducs. L'oléoduc Keystone se veut un complément de l'entreprise de transport de gaz naturel de la société et met à contribution l'expérience de celle-ci en matière de pipelines. Il s'agit d'un réseau d'oléoducs de grande échelle, conçu pour transporter au départ 1,1 million de barils par jour (« b/j ») de pétrole. Il comprend les phases terminées des prolongements de Wood River/Patoka et de Cushing, qui s'étendent sur 3 467 km (2 154 milles), ainsi que le projet d'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, d'une longueur proposée de 2 673 km (1 661 milles) (collectivement, « Keystone »). De futures expansions pourraient porter la capacité de Keystone à 1,5 million de b/j.

Énergie

Le portefeuille du secteur de l'énergie de TCPL compte en majorité des actifs de production d'électricité dans certaines régions du Canada et des États-Unis et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées en Alberta.

TCPL détient, contrôle ou travaille à aménager des installations ayant une capacité de production supérieure à 10 800 MW d'électricité. Son portefeuille diversifié comporte des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, au charbon, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne. Les installations du secteur de l'énergie de TCPL se trouvent pour la plupart en Alberta, en Ontario et au Québec, ainsi que dans le Nord-Est des États-Unis, plus particulièrement dans les États de la Nouvelle-Angleterre et à New York. Les actifs sont en grande partie étayés par des contrats d'achat ferme à long terme ou produisent à faible coût la charge de base et la charge essentielle.

TCPL dirige en outre des activités de commercialisation et de commerce de gros et de détail de l'énergie visant l'ensemble de l'Amérique du Nord à partir de ses bureaux dans l'Ouest canadien, en Ontario et dans le Nord-Est des États-Unis.

Outre les actifs de production d'électricité qu'elle détient par l'entremise du secteur de l'énergie, la société détient ou contrôle des installations de stockage de gaz naturel non réglementées d'une capacité approximative de 130 Gpi³ en Alberta, soit près du tiers de la capacité albertaine. TCPL est un important fournisseur de services de stockage de gaz naturel et de services connexes, dont la capacité de stockage, compte tenu des installations de stockage de gaz naturel réglementées qui sont situées au Michigan et qui font partie du secteur des gazoducs, se chiffre à environ 380 Gpi³.

TCPL – STRATÉGIE

TCPL se voit devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel. Les stratégies clés de TCPL continuent d'évoluer au rythme de la croissance et du développement de la société et en fonction de la redéfinition de son contexte commercial. La stratégie générale de TCPL s'articule autour de quatre activités fondamentales créatrices de valeur.

1. Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie
2. Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement
3. Entretien un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité
4. Maximiser la capacité concurrentielle de TCPL

Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie

Pour maximiser la valeur, tout au long de leur cycle de vie, de ses actifs et positions commerciales, TCPL a recours à un modèle commercial à faibles risques. Dans les secteurs des gazoducs et des oléoducs, d'importants gazoducs et oléoducs relient les bassins d'approvisionnement durables aux marchés stables et en plein essor et produisent des flux de trésorerie et des résultats soutenables à long terme. Dans le secteur de l'énergie, des centrales électriques d'envergure alimentent les marchés en concluant des conventions d'achat et de vente d'énergie à long terme et des conventions commerciales à plus court terme comportant une faible volatilité. Les investissements accrus de TCPL dans des centrales alimentées à l'énergie nucléaire, au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à l'énergie hydraulique témoignent de l'engagement de la société à l'égard de l'énergie propre et durable. Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme demeureront la pierre d'angle du modèle commercial de TCPL.

Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

Grâce à son savoir-faire, à son envergure et à sa capacité financière, la société peut tirer parti d'ententes commerciales, de mécanismes de financement et de coûts des intrants qui sont intéressants et ainsi consolider la qualité de ses projets de croissance, particulièrement du programme d'investissement de 20 milliards de dollars qui a commencé à générer des produits en 2010. L'apport des autres projets aux résultats de la société devrait s'accroître au cours des trois prochains exercices, au fur et à mesure de leur mise en service. La réussite du programme d'investissement tient à l'exécution efficace des activités liées à l'ingénierie ainsi qu'à la mise en œuvre et à la livraison opérationnelle du projet. Un soutien d'ordre financier, juridique et réglementaire est également critique. Le modèle utilisé par TCPL pour gérer les risques liés à la construction et maximiser la productivité des investissements contribue à l'attention vigilante donnée à la qualité, au coût et au calendrier, laquelle constitue la base du service aux clients et du rendement des actionnaires. Bon nombre de telles capacités fonctionnelles forment le fondement des opérations réussies d'acquisition et

d'intégration de nouvelles installations énergétiques et pipelinères : un aspect important de la stratégie de croissance de la société.

Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité

Les régions essentielles de la société en Amérique du Nord sont le foyer des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique. TCPL continuera de rechercher des occasions de raccorder les formations schisteuses et les ressources gazières classiques des régions d'approvisionnement de l'Ouest et du Nord du Canada, de l'Alaska et des régions américaines des Rocheuses, du centre du continent et de la côte du golfe du Mexique. TCPL continuera également de s'intéresser activement aux occasions de transporter des volumes croissants de pétrole brut des sables bitumineux de l'Alberta et de sources américaines, dont la formation schisteuse de Bakken dans le bassin Williston, vers des marchés nord-américains de premier ordre. La société continuera aussi d'évaluer des occasions d'acquiescer des infrastructures énergétiques qui cadrent avec ses actifs actuels en vue d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés. Dans le secteur de l'énergie, la société continuera à mettre l'accent sur des actifs durables de production d'électricité pour la charge de base et sur des actifs de stockage de gaz naturel auxquels sont associés des contrats garantis à long terme signés par des parties solvables. Certains projets seront entièrement élaborés et construits lorsque les conditions du marché seront appropriées et les risques inhérents seront raisonnables.

Maximiser la capacité concurrentielle de TCPL

TCPL continue de rehausser sa capacité concurrentielle dans des secteurs qui influent directement sur la valeur actionnariale à long terme. La société mise sur son envergure, sa présence, ses compétences en matière d'exploitation, son leadership et ses équipes pour livrer une concurrence efficace et offrir aux clients un bon rapport qualité-prix. Une démarche disciplinée pour l'investissement de capitaux alliée à un accès à des sommes considérables de capitaux à coût concurrentiel permet à la société de tirer une valeur actionnariale de ses importants projets d'investissement. TCPL reconnaît que les relations constructives avec les principaux clients et parties prenantes revêtent une importance critique à long terme pour une entreprise d'infrastructures énergétiques.

REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES			
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2010	2009	2008
État des résultats			
Produits	8 064	8 181	8 547
BAlIA comparable ⁽¹⁾	3 941	4 107	4 125
Bénéfice net	1 256	1 379	1 442
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 234	1 357	1 420
Résultat comparable ⁽¹⁾	1 368	1 308	1 259
Données par action ordinaire			
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,87 \$	2,20 \$	2,59 \$
Dividendes déclarés			
Actions privilégiées de série U	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Actions privilégiées de série Y	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Flux de trésorerie			
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	3 279	3 044	2 992
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(256)	(88)	128
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 023	2 956	3 120
Dépenses en immobilisations	5 036	5 417	3 134
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	–	902	3 229
Bilans			
Total de l'actif	47 949	44 670	40 735
Total du passif à long terme	25 775	24 065	21 809

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

POINTS SAILLANTS

Résultat

- Le bénéfice net s'est établi à 1 256 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires à 1 234 millions de dollars en 2010, comparativement à 1 379 millions de dollars et à 1 357 millions de dollars en 2009.
- À 1 368 millions de dollars pour 2010, le résultat comparable de TCPL ne comprend pas une provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts constituée à l'égard du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »).

Flux de trésorerie

- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 3,3 milliards de dollars en 2010, pour une hausse de 0,2 milliard de dollars comparativement à 2009.
- En 2010, TCPL a investi 5,0 milliards de dollars dans des projets des secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie. Les investissements se composaient notamment des opérations suivantes :
 - des dépenses en immobilisations de 1,2 milliard de dollars à l'égard de projets du secteur des gazoducs, dont l'expansion du réseau de l'Alberta et la construction des gazoducs Bison et Guadalajara;
 - des dépenses en immobilisations de 2,7 milliards de dollars à l'égard de Keystone;
 - des dépenses en immobilisations de 1,1 milliard de dollars pour des projets liés au secteur de l'énergie, dont la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et la construction des centrales de Coolidge, de la centrale de Halton Hills et du projet de Cartier énergie éolienne.
- En 2010, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant d'environ 2,4 milliards de dollars et des actions ordinaires d'un montant de 1,0 milliard de dollars. Ces émissions se composent principalement des opérations suivantes :
 - en 2010, TCPL a émis 26 millions d'actions ordinaires pour un produit de 987 millions de dollars;
 - en septembre 2010, TCPL a émis des billets de premier rang d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US;
 - en juin 2010, TCPL a émis des billets de premier rang d'une valeur de 1,25 milliard de dollars US.

Bilan

- Le total de l'actif s'est accru de 3,2 milliards de dollars par rapport à 2009 pour atteindre 47,9 milliards de dollars en 2010, principalement en raison des investissements dans les projets d'immobilisations décrits précédemment.
- Les capitaux propres de TCPL se sont accrus de 0,9 milliard de dollars pour atteindre 15,7 milliards de dollars en 2010 comparativement à l'exercice précédent.

Dividendes

- Le 14 février 2011, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2011. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les points saillants.

Rapprochement du BAIIA comparable, du BAII comparable, du BAII et du résultat comparable avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

 Exercice clos le 31 décembre 2010
 (en millions de dollars)

	Gazoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable⁽¹⁾	2 915	1 125	(99)	3 941
Amortissement	(977)	(377)	–	(1 354)
BAII comparable⁽¹⁾	1 938	748	(99)	2 587
Postes particuliers :				
Provision pour évaluation du GVM	(146)	–	–	(146)
Activités de gestion des risques	–	(8)	–	(8)
BAII⁽¹⁾	1 792	740	(99)	2 433
Intérêts débiteurs				(754)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(59)
Intérêts créditeurs et autres				94
Impôts sur le bénéfice				(365)
Participations sans contrôle				(93)
Bénéfice net				1 256
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 234
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Provision pour évaluation du GVM				127
Activités de gestion des risques				7
Résultat comparable⁽¹⁾				1 368

 Exercice clos le 31 décembre 2009
 (en millions de dollars)

	Gazoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable⁽¹⁾	3 093	1 131	(117)	4 107
Amortissement	(1 030)	(347)	–	(1 377)
BAII comparable⁽¹⁾	2 063	784	(117)	2 730
Postes particuliers :				
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP	29	–	–	29
Activités de gestion des risques	–	1	–	1
BAII⁽¹⁾	2 092	785	(117)	2 760
Intérêts débiteurs				(986)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(64)
Intérêts créditeurs et autres				119
Impôts sur le bénéfice				(376)
Participations sans contrôle				(74)
Bénéfice net				1 379
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 357
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP				(18)
Activités de gestion des risques				(1)
Ajustements d'impôts				(30)
Résultat comparable⁽¹⁾				1 308

Rapprochement du BAIIA comparable, du BAII comparable, du BAII et du résultat comparable avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercice clos le 31 décembre 2008

(en millions de dollars)

	Gazoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable⁽¹⁾	3 019	1 210	(104)	4 125
Amortissement	(989)	(258)	–	(1 247)
BAII comparable⁽¹⁾	2 030	952	(104)	2 878
Postes particuliers :				
Distributions dans le cadre de la faillite de Calpine	279	–	–	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	17	–	–	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	(41)	–	(41)
BAII⁽¹⁾	2 326	911	(104)	3 133
Intérêts débiteurs				(962)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(72)
Intérêts créditeurs et autres				42
Impôts sur le bénéfice				(591)
Participations sans contrôle				(108)
Bénéfice net				1 442
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaire				1 420
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Distributions dans le cadre de la faillite de Calpine				(152)
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN				(10)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater				27
Ajustements d'impôts				(26)
Résultat comparable⁽¹⁾				1 259

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le bénéfice net de TCPL s'est établi à 1 256 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires à 1 234 millions de dollars en 2010, comparativement à 1 379 millions de dollars et à 1 357 millions de dollars en 2009. En 2008, le bénéfice net s'était chiffré à 1 442 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires à 1 420 millions de dollars.

Le résultat comparable pour 2010, 2009 et 2008 a été respectivement de 1 368 millions de dollars, de 1 308 millions de dollars et de 1 259 millions de dollars. Le résultat comparable de 2010 ne tient pas compte de la provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts) constituée à l'égard des avances consenties à l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») dans le cadre du GVM. Le résultat comparable de 2010 ne tient pas compte non plus de pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars après les impôts (8 millions de dollars avant les impôts) (gains de 1 million de dollars avant et après les impôts en 2009; néant en 2008) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.

En 2009, le résultat comparable excluait également des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars découlant de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province d'Ontario ainsi qu'un gain de dilution de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) attribuable à la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de parts ordinaires de

PipeLines LP au quatrième trimestre de 2009. En 2008, le résultat comparable ne comprenait pas des gains de 152 millions de dollars après les impôts (279 millions de dollars avant les impôts) sur la disposition d'actions reçues par GTN et Portland lors de la répartition des fruits de la liquidation de la faillite de Calpine Corporation (« Calpine »), un produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) en règlement d'une action en justice et la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts liés au projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater. Avaient aussi été exclus du résultat comparable en 2008 des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.

En 2010, le résultat comparable s'est accru de 60 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. La croissance du résultat comparable s'explique par :

- le recul du bénéfice avant les intérêts et les impôts (le « BAII ») comparable du secteur des gazoducs, qui s'explique avant tout par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain en 2010 sur les activités du secteur aux États-Unis, la réduction des produits du réseau principal au Canada en raison des montants moindres recouverts par imputation à l'exercice et les produits inférieurs de Great Lakes. Les baisses sont annulées en partie par la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, la baisse de l'amortissement, principalement à l'égard de Great Lakes, l'accroissement des produits de Northern Border et l'augmentation du résultat en raison du règlement visant les besoins en produits du réseau de l'Alberta;
- la régression du BAII comparable du secteur de l'énergie, qui est principalement imputable au déclin des prix réalisés de l'électricité dans les installations énergétiques situées dans l'Ouest et à Bruce B ainsi qu'au rétrécissement des écarts de prix dans l'entreprise de stockage de gaz naturel, est en partie neutralisée par la hausse des produits tirés de la capacité à Ravenswood et le résultat supplémentaire qui est attribuable à la mise en service des centrales de Halton Hills et de Portland Energy et du projet éolien de Kibby;
- la réduction des pertes au titre du BAII comparable du secteur du siège social, découlant surtout du repli des coûts des services de soutien et d'autres coûts du secteur du siège social;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à un accroissement des intérêts capitalisés relativement à Keystone et à d'autres projets d'investissement, à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US et à l'échéance de titres d'emprunt canadiens, en partie annulée par les intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de titres d'emprunt à long terme en 2010 et l'augmentation des pertes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée;
- le recul des intérêts créditeurs et autres par suite de l'incidence positive plus marquée en 2009 qu'en 2010 du fléchissement du dollar US sur les soldes des fonds de roulement tout au long de l'année;
- la diminution des impôts sur le bénéfice compte tenu du recul du résultat avant les impôts en 2010, en partie contrebalancée par des ajustements d'impôts favorables en 2009;
- un accroissement des participations sans contrôle en raison des produits supérieurs de PipeLines LP.

En 2009, le résultat comparable s'est accru de 49 millions de dollars par rapport à 2008. Le résultat comparable tient compte d'une hausse du BAII comparable, principalement attribuable aux prix réalisés supérieurs pour les ventes d'électricité de Bruce Power, à l'incidence positive, en 2009, d'un dollar américain plus vigoureux sur les installations du secteur des gazoducs qui se trouvent en sol américain, au résultat supplémentaire découlant de la mise en service de la centrale de Portlands Energy et de la phase Carleton du projet de Cartier énergie éolienne et à l'accroissement du résultat du réseau de l'Alberta à la suite du règlement sur les besoins en produits, partiellement annulés par le fléchissement des prix réalisés aux installations énergétiques de l'Ouest et des États-Unis et la hausse des coûts relatifs à la réalisation du projet de gazoduc de l'Alaska.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur le BAII des secteurs des gazoducs et de l'énergie aux États-Unis est en partie annulée par les intérêts débiteurs libellés en dollars US. L'exposition nette qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition aux fluctuations des taux de change.

Les résultats d'exploitation sont abordés plus en détail sous les rubriques « Gazoducs », « Énergie », « Siège social » et « Autres postes de l'état des résultats » du présent rapport de gestion.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TCPL de l'information sur TCPL et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière anticipées de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement), des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et à des incertitudes, y compris les risques importants présentés plus en détail sous les rubriques « Gazoducs », « Oléoducs », « Énergie » et « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion, qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient varier considérablement de ceux anticipés. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

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

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts de la société, qui sert généralement à évaluer de manière plus précise le rendement des actifs particuliers ainsi que les tendances qui y sont liées. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAII est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société, qui sert généralement à évaluer de manière plus précise le rendement d'un secteur particulier ainsi que les tendances au sein de chacun. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAII comparable comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA et le BAII ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant l'exercice. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, du BAIIA comparable et du BAII comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites, des réductions de valeur d'actifs ou d'investissements ainsi que certains ajustements de la juste valeur relativement à des activités de gestion des risques. Le tableau « Rapprochement du BAIIA comparable, du BAII comparable, du BAII et du résultat comparable avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement entre, d'une part, le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAII comparable et, d'autre part, le bénéfice net et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice visé.

La direction se sert des fonds provenant de l'exploitation, qui représentent les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation, pour évaluer de manière plus précise les flux de trésorerie d'exploitation consolidés, exception faite des fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation est présenté dans le tableau « Résumé des flux de trésorerie », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

PERSPECTIVES

La stratégie d'entreprise de TCPL consiste à maximiser la valeur de ses actifs et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie, tout en misant sur les principales forces de ses entreprises pipelinères et énergétiques en Amérique du Nord pour mettre à profit les possibilités de croissance à long terme qui créent une valeur ajoutée durable pour les actionnaires. TCPL estime que son bénéfice net et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation, alliés à un bilan solide et à sa capacité prouvée d'accéder aux marchés financiers, lui permettront, en 2011 et au-delà, de continuer à jouir des ressources financières nécessaires pour mener à bien son programme d'investissement de 20 milliards de dollars, de s'intéresser à de nouvelles possibilités de croissance à long terme et de créer une valeur ajoutée pour ses actionnaires. Cette stratégie sera exécutée avec la même démarche disciplinée et délibérée ayant caractérisé le programme d'investissement de TCPL par le passé. En 2011, la société continuera de faire progresser son programme d'investissement en cours et de mettre en œuvre la stratégie qu'elle a adoptée à l'égard de ses secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie, dont il est question sous la rubrique « TCPL – Stratégie » du présent rapport de gestion.

En février 2011, TCPL a commencé à comptabiliser le BAIIA des installations de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone. Le niveau des volumes ponctuels transportés pourrait avoir une incidence sur le BAIIA de Keystone. Les volumes ponctuels transportés sont fonction de la demande des consommateurs, des prix des marchés, des arrêts d'exploitation à la raffinerie, aux installations pipelinères et au terminal et des tarifs demandés.

Par ailleurs, TCPL s'attend à ce que son résultat de 2011 subisse l'influence positive des actifs mis en service en 2010 et au début de 2011, dont le couloir centre-nord, les centrales de Groundbirch, de Bison et de Halton Hills et le projet éolien de Kibby, ainsi que des actifs dont la mise en service est prévue plus tard en 2011, notamment les centrales de

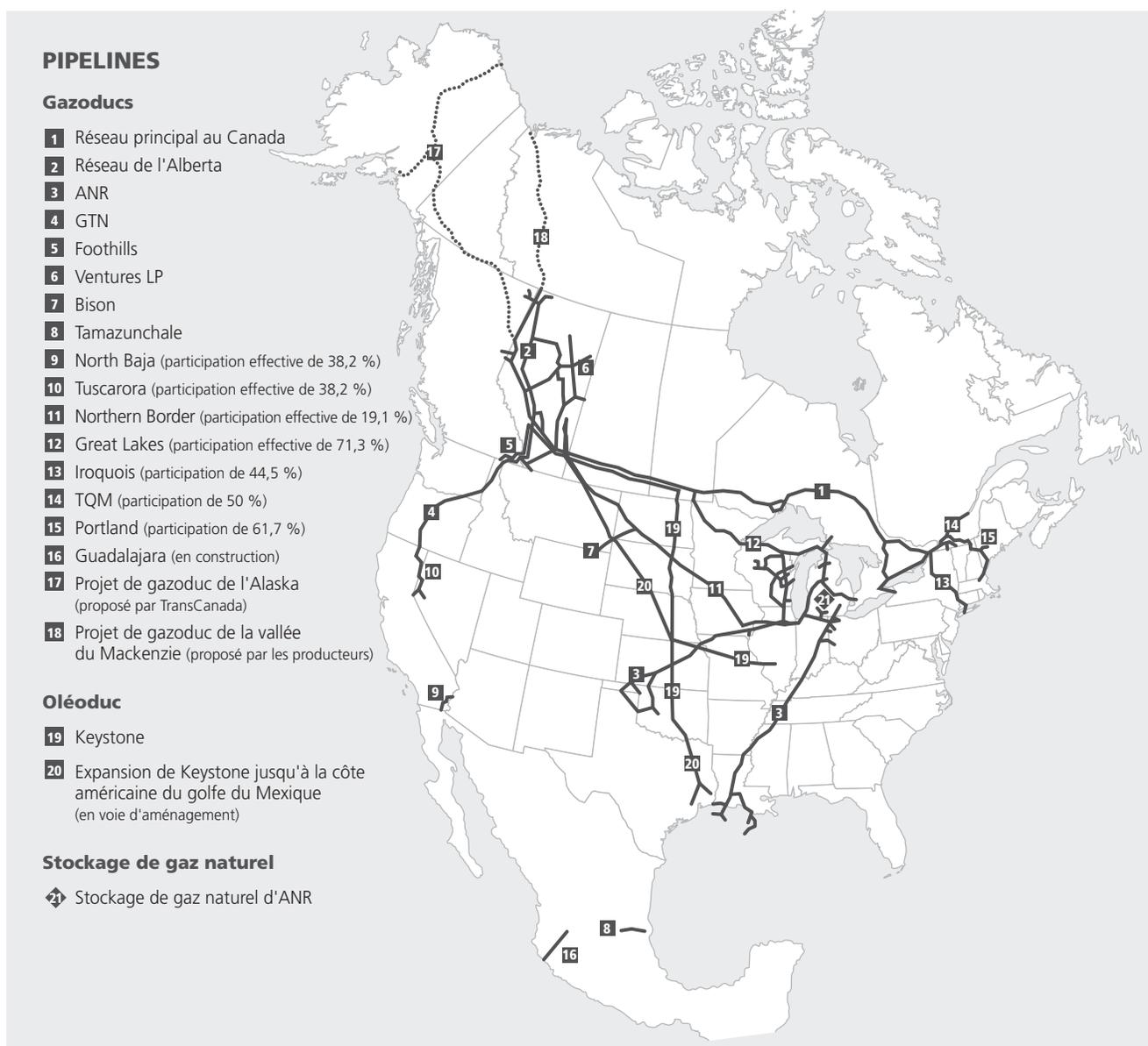
Guadalajara et de Coolidge. TCPL s'attend également à ce qu'une réduction des intérêts capitalisés et une hausse de l'amortissement, à mesure que ces nouveaux actifs entreront en service, influent sur le résultat consolidé en 2011.

L'arrivée à échéance de contrats à long terme, les variations des volumes livrés, surtout par les pipelines aux États-Unis, et les règlements ou décisions rendus par les organismes de réglementation pourraient avoir des répercussions sur le BAII du secteur des gazoducs en 2011.

Le climat économique actuel, qui continue de faire obstacle à la croissance de la demande, à la liquidité du marché de même qu'aux prix des produits de base et de la capacité, aura une incidence négative sur le BAII du secteur de l'énergie en 2011. Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, la production qui fait l'objet de contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continuera de subir les effets du contexte actuel de prix moindres. En revanche, le BAII du secteur de l'énergie subira, en 2011, l'influence positive des actifs mis en service en 2010 et de ceux devant l'être en 2011.

La partie du résultat de TCPL qui provient des installations des secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie situées aux États-Unis est générée en dollars US et, de ce fait, l'oscillation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TCPL. Parce que le BAII des installations en sol américain augmentera nécessairement au fil de la mise en service de nouvelles installations aux États-Unis, l'exposition de la société à ce risque est susceptible de s'accroître. L'incidence devrait cependant être annulée en partie par les fluctuations de valeur des intérêts débiteurs libellés en dollars US. La société prévoit en outre continuer de recourir à des instruments dérivés pour gérer le risque net découlant de son exposition aux fluctuations des taux de change.

Un certain nombre de facteurs de risque et de faits nouveaux peuvent avoir une incidence sur les résultats de la société en 2011, notamment ceux dont il est question dans le présent rapport de gestion, sous les rubriques « Informations prospectives », « Gazoducs – Risques d'entreprise », « Oléoducs – Risques d'entreprise » et « Énergie – Risques d'entreprises ». Il y a lieu de se reporter aux rubriques portant sur les perspectives des secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les perspectives.



Sauf indication contraire, les pipelines suivants sont détenus à 100 % par TCPL.

GAZODUCS

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA Le réseau principal au Canada est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 14 101 km (8 762 milles), depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont. Il est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

RÉSEAU DE L'ALBERTA Le réseau de l'Alberta est un réseau de transport de gaz naturel de 24 187 km (15 029 milles) en Alberta et dans le Nord-Est de la Colombie Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada et aux gazoducs de Foothills ainsi qu'à des gazoducs appartenant à des tiers.

ANR Le réseau de transport de gaz naturel d'ANR, de 17 000 km (10 563 milles), rayonne à partir de gisements en exploitation situés dans les régions enclavées du Texas et de l'Oklahoma, les zones côtières et extracôtières du golfe du Mexique et les régions américaines du centre du continent, jusqu'à des marchés qui sont pour la plupart situés au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Indiana et en Ohio. De plus, ANR possède et exploite, au Michigan, des installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées ayant une capacité aménagée totale de 250 Gpi³.

GTN GTN est un réseau de gazoducs de 2 178 km (1 353 milles) qui relie le gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses aux gazoducs de tiers dans l'État de Washington, en Oregon et en Californie, puis se raccorde à Tuscarora.

FOOTHILLS Le réseau Foothills de 1 241 km (771 milles) dans l'Ouest canadien achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir des marchés du Midwest américain, des États du Nord-Ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada.

VENTURES LP Le réseau Ventures LP est composé d'un pipeline de 161 km (100 milles) qui alimente en gaz naturel la région des sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, et d'un pipeline de 27 km (17 milles) qui approvisionne en gaz un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.

BISON Le gazoduc Bison, qui s'étend sur 487 km (303 milles), a été mis en service en janvier 2011. Il relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.

TAMAZUNCHALE Tamazunchale est un gazoduc d'une longueur de 130 km (81 milles) dans le centre-est du Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí.

NORTH BAJA Détenu par PipeLines LP à 100 %, le réseau de gazoducs North Baja s'étend sur 138 km (86 milles), depuis Ehrenberg, en Arizona, jusqu'à un point situé près d'Ogilby, en Californie, où il est raccordé au réseau de pipelines d'un tiers au Mexique. Par le truchement de sa participation de 38,2 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 38,2 % dans North Baja, qu'elle exploite.

TUSCARORA Détenu à 100 % par PipeLines LP, Tuscarora est un réseau pipelinier de 491 km (305 milles) qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, et qui va jusqu'à Wadsworth, au Nevada, avec différents points de livraison dans le Nord-Est de la Californie et dans le Nord-Ouest du Nevada. Par le truchement de sa participation de 38,2 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 38,2 % dans Tuscarora, qu'elle exploite.

NORTHERN BORDER Détenu à 50 % par PipeLines LP, le réseau de transport de gaz naturel de Northern Border d'une longueur de 2 250 km (1 398 milles) dessert le Midwest américain. Par le truchement de sa participation de 38,2 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 19,1 % dans Northern Border, qu'elle exploite.

GREAT LAKES Détenu à 53,6 % par TCPL et à 46,4 % par PipeLines LP, le réseau de gazoducs de Great Lakes, d'une longueur de 3 404 km (2 115 milles), dessert des marchés du centre du Canada et des régions du Nord-Est et du Midwest américain. Compte tenu de sa participation directe et de sa participation de 38,2 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 71,3 % dans Great Lakes, qu'elle exploite.

IROQUOIS Détenu à 44,5 % par TCPL, le réseau de gazoducs Iroquois, qui s'étend sur 666 km (414 milles) se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.

TQM Détenu à 50 % par TCPL, TQM est un réseau de pipelines d'une longueur de 572 km (355 milles) qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre le Québec et l'Ontario de manière à acheminer du gaz naturel vers les marchés du Québec avant de se relier au réseau de Portland. TCPL est l'exploitant de TQM.

PORTLAND Détenu à 61,7 % par TCPL, le pipeline de Portland, d'une longueur de 474 km (295 milles), est raccordé aux installations de TQM près d'East Hereford, au Québec. Il permet de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis. TCPL en assure l'exploitation.

TRANSGAS TCPL détient une participation de 46,5 % dans TransGas, un réseau de transport de gaz naturel de 344 km (214 milles) qui s'étend de Mariquita à Cali, en Colombie.

GAS PACIFICO/INNERGY Détenu à 30 % par TCPL, Gas Pacifico est un réseau de transport de gaz naturel de 540 km (336 milles) qui prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili. TCPL détient en outre une participation de 30 % dans INNERGY, société de commercialisation de gaz naturel industriel établie à Concepción qui assure la commercialisation du gaz naturel véhiculé par Gas Pacifico.

GUADALAJARA Le gazoduc de Guadalajara est en cours de construction. Une fois achevé, en 2011, il suivra un tracé d'environ 305 km (190 milles) au Mexique, de Manzanillo à Guadalajara.

PROJET DE GAZODUC DE L'ALASKA Le projet de gazoduc de l'Alaska prévoit l'aménagement d'un gazoduc et d'une usine de traitement du gaz. Le gazoduc s'étendrait sur 2 737 km (1 700 milles) depuis l'usine de traitement à Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta. TCPL a également proposé un autre gazoduc entre Prudhoe Bay et Valdez, en Alaska. TCPL et ExxonMobil ont conclu une entente de collaboration visant l'avancement du projet.

PROJET DE GAZODUC DE LA VALLÉE DU MACKENZIE Le GVM est un gazoduc proposé de 1 196 km (743 milles) qui relierait les champs gaziers terrestres des régions nordiques aux marchés nord-américains. TCPL a le droit d'acquérir des titres de participation dans le projet.

OLÉODUC

KEYSTONE Keystone est un oléoduc qui s'étend sur 3 467 km (2 154 milles), depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, et depuis Steele City, au Nebraska, jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Les phases de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing sont entrées en exploitation commerciale respectivement en juin 2010 et en février 2011. TCPL prévoit en outre construire le projet d'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, soit l'agrandissement et le prolongement sur 2 673 km (1 661 milles) de l'oléoduc jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

GAZODUCS

GAZODUCS – POINTS SAILLANTS

- Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est établi 1,9 milliard de dollars en 2010, soit à 0,2 milliard de dollars de moins que les 2,1 milliards de dollars inscrits en 2009.
- En 2010, TCPL a investi 1,2 milliard de dollars dans des projets d'investissement du secteur des gazoducs.
- La dernière main a été mise à la construction du gazoduc Bison à la fin de 2010, lequel a été mis en exploitation en janvier 2011.
- Au cours de 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de la société ayant trait au règlement visant les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2010-2012. L'ONÉ a également approuvé la demande de règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines au réseau de l'Alberta.
- La société a terminé la phase finale du projet d'expansion du couloir centre-nord du réseau de l'Alberta en mars 2010 au coût en capital total d'environ 800 millions de dollars. Le pipeline Groundbirch du réseau de l'Alberta a été achevé en décembre 2010 au coût en capital total d'environ 155 millions de dollars.
- En décembre 2010, l'ONÉ a rendu une décision d'approbation du GVM, sous réserve du respect de certaines conditions et échéances. L'incertitude règne néanmoins relativement au projet. Par conséquent, au 31 décembre 2010, TCPL a inscrit une provision pour évaluation de 146 millions de dollars. TCPL demeure déterminée à faire progresser le projet.
- En janvier 2011, l'ONÉ a approuvé la construction du projet de Horn River d'environ 310 millions de dollars, qui devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2012.

RÉSULTATS DU SECTEUR DES GAZODUCS			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	1 054	1 133	1 141
Réseau de l'Alberta	742	728	692
Foothills	135	132	133
Autres (TQM, Ventures LP)	50	59	50
BAIIA comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	1 981	2 052	2 016
Amortissement	(715)	(714)	(702)
BAII comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	1 266	1 338	1 314
Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)			
ANR	314	300	327
GTN ⁽²⁾	171	170	185
Great Lakes ⁽³⁾	109	120	118
PipeLines LP ⁽²⁾⁽⁴⁾	99	90	84
Iroquois	67	68	55
Portland ⁽⁵⁾	22	22	25
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	42	52	38
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁶⁾	(31)	(17)	(17)
Participations sans contrôle ⁽⁷⁾	173	153	161
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	966	958	976
Amortissement	(256)	(276)	(272)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	710	682	704
Change	24	105	49
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	734	787	753
BAIIA et BAII comparables de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs⁽¹⁾	(62)	(62)	(37)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	1 938	2 063	2 030
Sommaire :			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	2 915	3 093	3 019
Amortissement	(977)	(1 030)	(989)
BAII comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	1 938	2 063	2 030
Postes particuliers :			
Provision pour évaluation du GVM ⁽⁸⁾	(146)	–	–
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP ⁽³⁾⁽⁹⁾	–	29	–
Distributions dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽¹⁰⁾	–	–	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	–	–	17
BAII du secteur des gazoducs⁽¹⁾	1 792	2 092	2 326

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

⁽²⁾ Les résultats de GTN tiennent compte de North Baja jusqu'au 1^{er} juillet 2009, date de la vente de celle-ci à PipeLines LP.

⁽³⁾ Représente la participation directe de 53,6 % de la société.

- ⁽⁴⁾ Depuis le 18 novembre 2009, les résultats de PipeLines LP tiennent compte de la participation effective de 38,2 % de la société dans PipeLines LP. Du 1^{er} juillet 2009 au 17 novembre 2009, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 42,6 %. Du 1^{er} janvier 2008 au 30 juin 2009, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 32,1 %.
- ⁽⁵⁾ Les résultats de Portland tiennent compte de la participation de 61,7 % de TCPL.
- ⁽⁶⁾ Représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de la société, dont 17 millions de dollars pour Keystone.
- ⁽⁷⁾ Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable pour les tronçons de PipeLines LP et de Portland n'appartenant pas à TCPL.
- ⁽⁸⁾ La société a inscrit une provision pour évaluation de 146 millions de dollars à l'égard des avances consenties à l'APG dans le cadre du GVM. La rubrique « Gazoducs – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion traite de cette provision plus en détail.
- ⁽⁹⁾ En raison de l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne en 2009, la participation de la société a été ramenée de 42,6 % à 38,2 % dans PipeLines LP et la société a réalisé un gain de dilution de 29 millions de dollars.
- ⁽¹⁰⁾ À la suite de la répartition des fruits de la liquidation de la faillite de Calpine, GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine dont la valeur initiale était respectivement de 154 millions de dollars et de 103 millions de dollars. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain supplémentaire de 22 millions de dollars.

Le secteur des gazoducs a généré un BAII comparable de 1 938 millions de dollars en 2010 contre un BAII comparable de 2 063 millions de dollars en 2009. Le BAII comparable de 2010 excluait la provision pour évaluation de 146 millions de dollars constituée à l'égard des avances consenties par la société à l'APG dans le cadre du GVM. Le BAII comparable de 2009 ne tenait pas compte du gain de dilution de 29 millions de dollars attribuable à la participation réduite de la société dans PipeLines LP découlant de l'émission, en novembre 2009, de parts ordinaires de PipeLines LP. En 2008, le BAII comparable était de 2 030 millions de dollars et excluait les gains de 279 millions de dollars réalisés par Portland et GTN après la répartition des fruits de la liquidation de la faillite de Calpine ainsi que le produit de 17 millions de dollars reçu en règlement par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciel.

Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

Exercices clos les 31 décembre (<i>en millions de dollars</i>)	2010	2009	2008
Réseau principal au Canada	267	273	278
Réseau de l'Alberta	198	168	145
Foothills	27	23	24

GAZODUCS – ANALYSE FINANCIÈRE

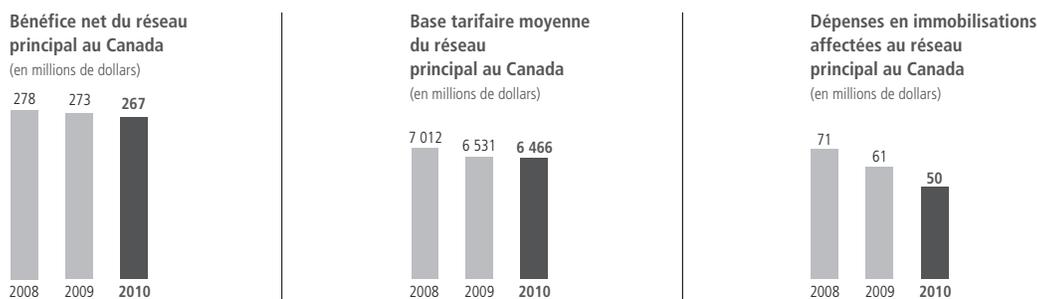
Réseau principal au Canada Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). L'ONÉ établit les droits qui permettent à TCPL de récupérer ses coûts de transport de gaz naturel, notamment en dictant le taux de rendement de la base tarifaire moyenne. Le BAIIA et le bénéfice net du réseau principal au Canada varient en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »), du ratio du capital-actions ordinaire réputé, des revenus incitatifs éventuels ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal s'appliquant de 2007 à 2011. Le coût du capital de TCPL tient compte d'un RCA, déterminé d'après la formule de l'ONÉ, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Le règlement visant les droits établit certains éléments des coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chacune des cinq années visées. La variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement a été entièrement imputée à TCPL de 2007 à 2009. Elle a été partagée également entre TCPL et ses clients en 2010 et le sera en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement, qui, selon la société, procureront des avantages réciproques à TCPL et à ses clients. En 2009, un compte de frais d'ajustement a été établi en vertu d'un règlement avec les parties prenantes, avec l'approbation de l'ONÉ, afin de

réduire les droits en 2010. Conformément aux dispositions du règlement, le solde d'un compte de frais d'ajustement d'un exercice donné sera amorti au taux moyen d'amortissement et sera inclus dans les droits devant entrer en vigueur à l'exercice suivant.

Le bénéfice net de 267 millions de dollars en 2010 est de 6 millions de dollars inférieur au chiffre de 273 millions de dollars enregistré en 2009. La baisse provient surtout d'un recul des économies réalisées au titre des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration provenant du partage des coûts avec les clients, de même que d'un RCA de 8,52 % en 2010 comparativement à 8,57 % à l'exercice précédent. En 2009, le bénéfice net s'était chiffré à 5 millions de dollars de moins que le chiffre de 278 millions de dollars enregistré en 2008, en raison d'une diminution de la base tarifaire moyenne et d'une baisse du RCA, qui était passé de 8,71 % en 2008 à 8,57 % en 2009.

Le BAIIA comparable a atteint 1 054 millions de dollars en 2010, comparativement à 1 133 millions de dollars en 2009. La baisse de 79 millions de dollars tient plus particulièrement à un recul des produits compte tenu des impôts sur le bénéfice et des charges financières moins élevés prévus dans les droits de 2010, qui sont recouverts suivant un mécanisme de transfert et n'influent pas sur le bénéfice net. La diminution des charges financières s'explique avant tout par l'échéance, en 2009 et au début de 2010, de titres d'emprunt assortis d'un coût plus élevé. La baisse des impôts sur le bénéfice en 2010 découle surtout des frais d'ajustement qui ont fait baisser le bénéfice imposable. Le BAIIA comparable en 2009 affichait un fléchissement de 8 millions de dollars par rapport au chiffre de 1 141 millions de dollars enregistré en 2008. Ce fléchissement est plus particulièrement attribuable à un recul des produits en raison du recouvrement d'un rendement général inférieur de la base tarifaire moyenne réduite et d'un RCA inférieur en 2009. Ce recul des produits a été partiellement contré par de plus grandes économies sur le plan des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et par le recouvrement de montants supérieurs au titre de l'amortissement en 2009.



Réseau de l'Alberta Le réseau de l'Alberta est lui aussi réglementé par l'ONÉ, qui est chargé d'approuver les droits et les besoins en produits. Le BAIIA et le bénéfice net du réseau de l'Alberta varient en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, du RCA, du ratio du capital-actions ordinaire réputé, des revenus incitatifs éventuels ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

Le réseau de l'Alberta est présentement exploité aux termes du règlement visant les besoins en produits de 2010-2012, qui a été approuvé par l'ONÉ en septembre 2010. En octobre 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL concernant l'établissement des droits définitifs pour 2010. En 2008 et en 2009, le réseau de l'Alberta était exploité aux termes du règlement visant les besoins en produits de 2008-2009, qui avait été approuvé en décembre 2008 par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »), à laquelle le réseau de l'Alberta a été assujéti jusqu'en avril 2009.

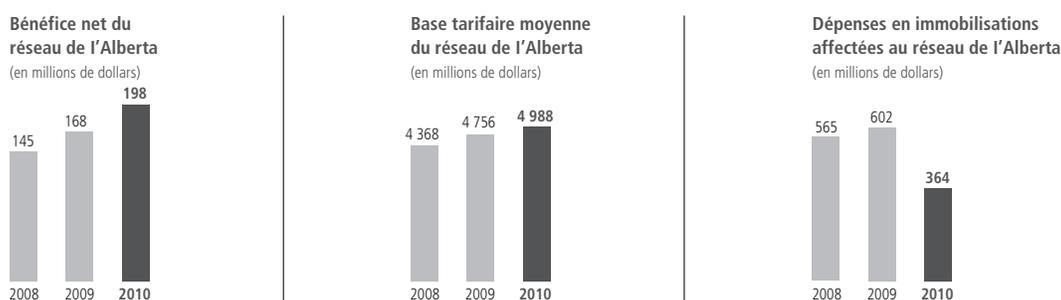
Le règlement visant les besoins en produits de 2010-2012 établit le RCA à 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprend un montant fixe annuel de 174 millions de dollars pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration convenus et réels est entièrement imputée à TCPL pendant la période de trois ans. Tous les autres éléments de coûts dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice.

Le règlement visant les besoins en produits de 2008-2009 déterminait les coûts fixes pour le RCA, les impôts sur le bénéfice et certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement a été entièrement imputée à TCPL, sous réserve d'un mécanisme d'ajustement du RCA et des impôts sur le bénéfice, qui tenait compte des variations entre la base tarifaire réelle et celle prévue au règlement, et

des hypothèses appliquées à l'impôt sur le bénéfice. Les autres éléments de coûts du règlement ont été comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 198 millions de dollars en 2010, soit à 30 millions de dollars de plus que le bénéfice net de 168 millions de dollars inscrit en 2009. La hausse tient compte d'un RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2010 et d'une base tarifaire moyenne supérieure, et elle est en partie annulée par le recul des revenus incitatifs. En 2009, le bénéfice net avait progressé de 23 millions de dollars par rapport au bénéfice net de 145 millions de dollars inscrit en 2008, ce qui s'explique surtout par l'augmentation du résultat du fait du règlement et par l'accroissement de la base tarifaire moyenne en 2009, lequel tient compte des dépenses en immobilisations effectuées de 2008 à 2010 pour accroître la capacité en réponse à la demande croissante des clients.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 742 millions de dollars en 2010, soit à 14 millions de dollars de plus que les 728 millions de dollars inscrits en 2009. La hausse tient compte d'un RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2010 et d'une base tarifaire moyenne supérieure, et elle est partiellement contrebalancée par le recul des revenus incitatifs, de l'amortissement et des charges financières recouverts par imputation à l'exercice. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta en 2009 était de 36 millions de dollars supérieur au chiffre de 692 millions de dollars inscrit en 2008. La hausse s'explique surtout par l'augmentation du résultat du fait du règlement et par l'accroissement de la base tarifaire moyenne, ainsi que par la hausse des produits découlant du recouvrement de charges financières supérieures, quelque peu atténuée par le recul des impôts sur le bénéfice.



Foothills En 2010, le bénéfice net et le BAIIA comparable de Foothills se sont accrus de respectivement 4 millions de dollars et 3 millions de dollars par rapport à 2009, ce qui est principalement attribuable au règlement de 2010 visant Foothills, qui a établi un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour 2010 à 2012. En 2009 et en 2008, les résultats étaient fonction de la formule de l'ONÉ fondée sur un rendement de respectivement 8,57 % et 8,71 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 36 %.

Autres gazoducs au Canada Le BAIIA comparable des autres gazoducs au Canada s'est chiffré à 50 millions de dollars en 2010, alors qu'il avait été de 59 millions de dollars en 2009. La diminution découle en grande partie d'un ajustement fait en 2009 relativement à la décision rendue par l'ONÉ en mars 2009 au sujet de la demande de TransQuébec & Maritimes (« TQM ») concernant le coût du capital pour 2007 et 2008. La hausse de 9 millions de dollars du BAIIA comparable inscrit en 2009 par rapport au chiffre de 50 millions de dollars enregistré en 2008 provenait en grande partie de l'ajustement fait en 2009.

ANR Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'American Natural Resources (« ANR ») sont réglementés par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis, aux tarifs approuvés. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR a le droit d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en 1997. Les tarifs d'ANR Storage Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en 1990. Quelle que soit l'activité réglementée par la FERC, ANR n'est pas tenue de présenter à une date quelconque une demande en vue de l'approbation de nouveaux tarifs, pas plus qu'elle n'est tenue de ne pas en présenter.

Le BAIIA d'ANR est soumis à l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de transport et de stockage, à ses projets d'expansion, aux volumes livrés et aux ventes de gaz naturel connexes, ainsi qu'aux coûts relatifs à la prestation de divers services, dont les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers. Compte

tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 314 millions de dollars US en 2010, une hausse de 14 millions de dollars US comparativement à 300 millions de dollars US en 2009 qui s'explique surtout par une baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulée en partie par un recul des contrats de transport garanti sur une longue distance et des produits dégagés du stockage de gaz naturel qui est attribuable à l'incidence défavorable d'un accroissement des stocks régionaux et d'un approvisionnement d'appoint provenant de la côte américaine du golfe du Mexique sur les tarifs de transport et la demande de gaz naturel. En 2009, le BAIIA comparable s'était replié de 27 millions de dollars US par rapport au chiffre de 327 millions de dollars US enregistré en 2008. Le repli, imputable à la baisse des ventes de gaz naturel connexes et à la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, avait été en partie contré par l'accroissement des produits de transport et de stockage découlant des projets d'expansion, de l'utilisation accrue et des prix favorables pour la capacité actuelle.

GTN GTN est assujéti à la réglementation de la FERC et, de ce fait, est exploité conformément aux tarifs qui prévoient des taux maximaux et minimaux pour divers types de services. Les tarifs de GTN ont été établis selon le règlement approuvé par la FERC en janvier 2008 et ils sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2007. GTN a le droit d'accorder des remises ou de négocier les tarifs de façon non discriminatoire. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans, à compter du 1^{er} janvier 2007, qui interdit à GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts d'ajustement des tarifs. Le règlement exige également que GTN dépose une demande concernant les nouveaux tarifs au plus tard le 1^{er} janvier 2014.

Le BAIIA de GTN est soumis à l'incidence des variations des volumes contractuels, des volumes livrés et des montants facturés pour divers types de services, ainsi que des variations des coûts relatifs à la prestation des services, dont les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers. Le BAIIA de GTN peut aussi varier en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, du RCA autorisé, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice récupérés par le truchement des produits.

Le BAIIA comparable de GTN a atteint 171 millions de dollars US en 2010. Par rapport au chiffre de 170 millions de dollars US à l'exercice précédent, il s'agit d'une progression de 1 million de dollars US qui est en majeure partie attribuable à la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et aux produits supplémentaires comptabilisés à la suite de la répartition des fruits de la liquidation de la faillite de Calpine, partiellement contrée par l'incidence de la vente de North Baja à PipeLines LP en juillet 2009, ainsi que par la radiation, en 2010, de coûts liés à l'échec du projet des systèmes d'information. Le BAIIA comparable de GTN avait reculé de 15 millions de dollars US en 2009 par rapport au chiffre de 185 millions de dollars US inscrit en 2008, surtout en raison de la vente de North Baja à PipeLines LP.

Autres gazoducs aux États-Unis Le reste des gazoducs aux États-Unis ont généré un BAIIA comparable de 481 millions de dollars US en 2010 et de 488 millions de dollars US en 2009. La diminution provient surtout de la baisse des produits tirés de Great Lakes et de l'accroissement des frais généraux et des frais d'administration et de soutien engagés en grande partie pour la mise en service de Keystone. Les baisses ont été partiellement contrées par les produits supérieurs de Northern Border et la hausse du résultat de PipeLines LP en 2010, qui est particulièrement attribuable à l'acquisition de North Baja en juillet 2009. Le BAIIA comparable s'était accru de 24 millions de dollars US en 2009 par rapport au montant de 464 millions de dollars US constaté en 2008, surtout du fait de cette acquisition.

Expansion des affaires Les pertes enregistrées par le secteur des gazoducs en 2010 au titre du BAIIA comparable se comparent à celles inscrites en 2009, exercice où elles s'étaient chiffrées à 62 millions de dollars en 2009, comparativement à 37 millions de dollars en 2008. L'écart s'explique particulièrement par la hausse des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska.

Amortissement Le secteur des gazoducs a inscrit un montant de 977 millions de dollars au titre de l'amortissement en 2010, une baisse de 53 millions de dollars comparativement aux 1 030 millions de dollars constatés en 2009. Cette baisse résulte principalement du fléchissement du dollar US en 2010 et de l'amortissement moins élevé à l'égard de Great Lakes du fait du taux d'amortissement inférieur autorisé par le règlement tarifaire. En 2009, l'amortissement

s'était apprécié de 41 millions de dollars pour atteindre 1 030 millions de dollars comparativement au montant de 989 millions de dollars comptabilisé en 2008, surtout à cause du raffermissement du dollar US en 2009.

GAZODUCS – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Droits visant le réseau principal au Canada et le réseau de l'Alberta pour 2011 En décembre 2010, l'ONÉ a rejeté la demande initiale de TCPL visant l'approbation des droits provisoires exigibles sur le réseau principal et le réseau de l'Alberta pour 2011, lesquels étaient fondés sur un règlement de trois ans avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») et appuyés par celle-ci et d'autres parties prenantes. Dans sa décision, l'ONÉ a indiqué qu'il n'était pas prêt à adopter provisoirement des changements importants aux méthodes de conception des droits et de répartition des coûts s'appliquant au réseau principal. Aussi a-t-il décidé d'établir à titre provisoire pour 2011 les droits exigés pour 2010. Par conséquent, TCPL a déposé le 25 janvier 2011 une demande d'approbation des droits provisoires révisés, fondés sur le règlement négocié avec ses clients pour la période de 2007 à 2011. S'ils sont approuvés, les droits provisoires révisés permettront à TCPL de recouvrer des produits qui correspondront davantage à ses coûts et au débit prévu en 2011. TCPL poursuit ainsi ses pourparlers avec les parties prenantes dans le but d'en rallier un plus grand nombre à un règlement éventuel et s'attend à déposer une demande d'approbation des droits définitifs exigibles sur le réseau principal au Canada pour 2011.

Les droits provisoires exigibles sur le réseau de l'Alberta pour 2011 tiennent compte du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2010-2012, que l'ONÉ a approuvé en 2010. TCPL s'attend à déposer sa demande visant l'approbation des droits définitifs exigibles sur le réseau de l'Alberta pour 2011, droits qui tiendront compte des autres discussions avec les parties prenantes au sujet des droits de 2011 et de l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines.

Réseau principal au Canada En 2010, le rendement du réseau principal au Canada a encore été fonction de la méthode de calcul du RCA définie par l'ONÉ, conformément aux dispositions du règlement tarifaire visant la période de 2007 à 2011. Le RCA pour 2010 était de 8,52 %, une baisse par rapport au RCA de 8,57 % approuvé pour 2009. Selon la méthode de calcul définie par l'ONÉ, le RCA pour 2011 est de 8,08 % et s'applique aux droits de 2011 d'ici à ce que l'issue des autres discussions avec les parties prenantes soit connue.

Les droits annuels pour le réseau principal au Canada sont fondés, en partie, sur les volumes de livraison projetés pour l'année. En 2010, les volumes de livraison se sont révélés inférieurs à ceux utilisés dans la détermination des droits pour l'année et, par conséquent, une baisse d'environ 15 % des montants recouverts par le truchement des droits a été constatée par rapport à ce qui avait été prévu pour 2010. À des fins comptables, le manque à gagner est reporté à titre d'actif réglementaire, car les droits devraient être perçus à l'avenir, conformément à la réglementation de l'ONÉ.

Dans le but de conserver ses marchés et son avantage concurrentiel, TCPL a fait deux appels de soumissions en 2010, en vue du transport des volumes de gaz de schiste de Marcellus sur le réseau principal au Canada. Ces appels de soumissions se sont traduits par la conclusion, en janvier 2011, d'ententes préalables visant le transport d'un total approximatif de 230 000 gigajoules par jour de gaz naturel jusqu'à des marchés de l'Est du Canada. TCPL évalue les installations requises pour répondre aux demandes de service et prévoit entreprendre sous peu les travaux à l'appui de la demande de réglementation.

Réseau de l'Alberta En septembre 2010, l'ONÉ a approuvé la demande au sujet du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2010-2012. Le règlement tient compte d'un RCA de 9,70 % sur un capital- actions ordinaire réputé de 40 % et comprend un montant fixe annuel de 174 millions de dollars pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et récupérables est entièrement imputée à TCPL pendant la période de trois ans. Tous les autres éléments de coûts dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice.

En août 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines au réseau de l'Alberta. Cette approbation permet de fournir un service rationalisé de transport de gaz naturel aux clients du réseau de l'Alberta, selon une nouvelle tarification qui tient compte du contexte commercial. TCPL s'attend à ce que l'intégration commerciale et opérationnelle du réseau d'ATCO Pipelines au réseau de l'Alberta soit terminée au troisième trimestre de 2011.

En octobre 2010, l'ONÉ a approuvé les tarifs définitifs pour le réseau de l'Alberta, qui sont conformes au règlement au sujet des besoins en produits pour 2010-2012 et au règlement visant la conception tarifaire. Ces règlements sont le résultat de nombreux mois de collaboration avec les parties prenantes.

En mars 2010, TCPL a achevé la dernière étape du projet du couloir centre-nord, qui consiste en un gazoduc de 300 km (186 milles), et les installations de compression connexes, sur le tronçon nord du réseau de l'Alberta. Ce gazoduc fournit la capacité requise pour transporter les approvisionnements croissants de gaz naturel dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique, afin de satisfaire à la demande grandissante de gaz en Alberta et de permettre les livraisons à des marchés du Canada et des États-Unis. Le couloir centre-nord devrait contribuer à réduire sensiblement la quantité de combustible utilisé par le réseau de l'Alberta. Le projet a été achevé conformément au calendrier et en deçà du budget, pour un coût en capital total d'environ 800 millions de dollars.

Le gazoduc Groundbitch a été achevé et mis en exploitation en décembre 2010. Il permet de prolonger le réseau de l'Alberta jusqu'au Nord-Est de la Colombie-Britannique et de raccorder les approvisionnements gaziers de la zone schisteuse de Montney. Le projet a été achevé conformément au calendrier et en deçà du budget, pour un coût en capital total d'environ 155 millions de dollars. Les contrats de transport garanti associés à Groundbitch atteindront 1,24 Gpi³/j d'ici 2014.

En janvier 2011, l'ONÉ a approuvé la construction du projet pipelinier de Horn River, qui reliera les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste du bassin Horn River, au nord de Fort Nelson en Colombie-Britannique, au réseau de l'Alberta. Ce projet d'environ 310 millions de dollars devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2012 et les volumes contractuels de gaz naturel devraient atteindre près de 634 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») d'ici 2014.

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

Bison Le gazoduc Bison de 487 km (303 milles) s'étend de Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau pipelinier de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Mis en service en janvier 2011, le gazoduc fait l'objet d'engagements pour le transport d'environ 407 Mpi³/j. Le coût en capital du projet se situe à 630 millions de dollars US.

Mexique En 2010, TCPL a entrepris la construction du gazoduc de Guadalajara, au Mexique, au coût de 360 millions de dollars US. Le projet est soutenu par un contrat de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad, société d'électricité d'État du Mexique, à l'égard de la capacité totale du pipeline. Le gazoduc de Guadalajara suit un tracé d'environ 305 km (190 milles), de Manzanillo à Guadalajara. Aux termes des modalités contractuelles, la mise en service devrait avoir lieu vers le milieu de 2011. Les travaux de construction étaient achevés à 70 % au 31 décembre 2010. TCPL continue de s'intéresser à d'autres occasions au Mexique, notamment au prolongement ou à l'agrandissement de ses actifs existants.

Great Lakes En novembre 2009, la FERC a rendu, en vertu de l'article 5 de la *Natural Gas Act*, une ordonnance ayant pour effet de lancer une enquête (instance tarifaire). La FERC prétend qu'en fonction de l'examen de certaines données historiques, les produits de Great Lakes pourraient être considérablement supérieurs au coût du service réel du pipeline et qu'ils pourraient par conséquent ne pas être raisonnables. En juillet 2010, la FERC a approuvé sans aucune modification le règlement conclu entre Great Lakes, des participants actifs et le personnel du tribunal de la FERC, qui établit les modalités selon lesquelles seront résolues toutes les questions examinées dans le cadre d'une instance tarifaire. Le règlement, tel qu'il a été approuvé, s'applique à tous les expéditeurs actuels et futurs sur le réseau de Great Lakes.

Selon les modalités du règlement, les taux de réservation de Great Lakes ont été réduits de 8 % et la dotation annuelle à l'amortissement des installations de transport de Great Lakes a été ramenée de 2,75 % à 1,48 %. Le taux d'amortissement des autres actifs a diminué ou est demeuré inchangé. Les tarifs visant les services de transport interruptible ont augmenté d'environ 28 %. Toutes les modalités du règlement sont entrées en vigueur le 1^{er} mai 2010.

Selon ces modalités, l'obligation de Great Lakes de partager ses produits tirés du transport interruptible avec les expéditeurs a été éliminée en date du 1^{er} mai 2010. Great Lakes a également convenu d'une provision de partage des produits selon laquelle 50 % de tous les produits admissibles au-delà de 500 millions de dollars US perçus entre le 1^{er} novembre 2010 et le 31 octobre 2012 seront partagés avec les expéditeurs admissibles.

ANR En 2010, ANR s'est reliée à de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel extrait des nouvelles zones de production situées dans les régions enclavées du Texas et de l'Oklahoma et ainsi qu'à de nouveaux pipelines transportant du gaz de schiste de la région américaine du centre du continent. ANR vise à attirer de nouveaux approvisionnements gaziers ou à se raccorder à de tels approvisionnements, soit directement soit par l'entremise de nouvelles interconnexions pipelinières, et à se relier à de nouveaux marchés ou à des marchés en plein essor, particulièrement dans le Midwest américain où un accroissement de la demande des centrales électriques alimentées au gaz naturel est prévu au cours des prochaines années.

En septembre 2008, certains tronçons des installations d'ANR au large de la côte américaine du golfe du Mexique ont été endommagés par l'ouragan Ike. La société évalue que le coût total des dommages qu'elle devra assumer s'établira autour de 40 millions de dollars US à 50 millions de dollars US et servira principalement à remplacer, réparer et abandonner des immobilisations, notamment à abandonner une plateforme en mer. Depuis septembre 2008, des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration de respectivement 13 millions de dollars US (11 millions de dollars US en 2009) et 9 millions de dollars US (7 millions de dollars US en 2009) ont été engagés. Le reste des coûts devrait être en majeure partie engagé en 2011 et en 2012. Le service dans les installations au large de la côte et les volumes de débit correspondants sont revenus aux niveaux antérieurs à l'ouragan.

TQM En décembre 2010, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs de TQM pour 2010 ainsi que les droits provisoires pour 2011. Ces droits définitifs et provisoires sont fondés sur le règlement pluriannuel approuvé par l'ONÉ et conclu avec les intéressés relativement aux besoins en produits annuels pour 2010, 2011 et 2012. Dans le cadre du règlement, les besoins en produits annuels comportent des composantes coûts fixes et coûts transférés. Toute variation entre les coûts réels et les coûts inclus dans la composante coûts fixes, qui comprend certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le rendement de la base tarifaire, l'amortissement et les taxes municipales, est imputable à TQM. Au moyen d'un règlement partiellement négocié de trois ans visant les années 2007, 2008 et 2009, l'ONÉ a approuvé en juin 2010 les droits définitifs de TQM pour 2009, qui sont fondés sur un coût moyen pondéré du capital après les impôts de 6,4 % sur la base tarifaire et toutes les composantes coûts.

Projet de gazoduc de l'Alaska Le projet de gazoduc de l'Alaska prévoit la construction d'un gazoduc d'une longueur approximative de 2 737 km (1 700 milles) et d'une capacité de 4,5 Gpi³/j qui s'étendra depuis une nouvelle usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta. Le gazoduc permettrait d'acheminer du gaz naturel vers divers marchés du continent nord-américain. Selon les estimations, le coût en capital du projet devrait se situer entre 32 milliards de dollars US et 41 milliards de dollars US. La demande déposée par TCPL concernant la construction du gazoduc visait également des possibilités d'accroissement de la capacité d'un maximum de 5,9 Gpi³/j grâce à l'ajout de postes de compression en Alaska et au Canada. Les coûts en capital estimatifs pour le projet sont supérieurs aux prévisions antérieures. Les prévisions les plus récentes sont fondées sur l'augmentation des coûts liés aux projets gaziers et pétroliers de 2007 à 2009 et le coût nettement supérieur de l'usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay par rapport aux estimations. TCPL a également proposé un autre gazoduc entre Prudhoe Bay et Valdez, en Alaska, afin d'approvisionner les marchés du GNL. Le coût en capital estimatif du projet est de 20 milliards de dollars US à 26 milliards de dollars US. TCPL et ExxonMobil ont conclu une entente de collaboration visant l'avancement du projet. Une équipe mixte s'affaire à mettre au point les activités d'ingénierie, de protection de l'environnement, de relations avec les Autochtones et de commercialisation.

L'État de l'Alaska a accordé à TCPL le permis sollicité aux termes de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA ») en vue de la construction du projet de gazoduc de l'Alaska. Il a été déterminé que la demande de TCPL était la seule proposition satisfaisant à toutes les exigences de l'État. Aux termes de cette loi, l'État de l'Alaska convient de rembourser à TCPL une partie des coûts préalables à la construction admissibles, jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars US, au fur et à mesure qu'ils sont engagés et approuvés par cet État. L'État de l'Alaska a remboursé à concurrence de 50 % des coûts admissibles engagés avant la fin du premier appel de soumissions exécutoires le 30 juillet 2010. À partir du 31 juillet 2010, l'État a commencé à rembourser à concurrence de 90 % des coûts admissibles. De tels remboursements, ainsi que les dépenses qui s'appliquent au projet, sont partagés

proportionnellement avec ExxonMobil. La société a passé en charges un montant de 34 millions de dollars relativement au projet en 2010.

Le 30 juillet 2010, le premier appel de soumissions à l'égard du projet a pris fin. L'équipe du projet continue de collaborer avec les expéditeurs afin de résoudre toutes les questions pour lesquelles elle exerce un contrôle.

Palomar En décembre 2008, Palomar Gas Transmission LLC a déposé devant la FERC une demande de certificat en vue de la construction d'un gazoduc de 349 km (217 milles) s'étendant du réseau de GTN, dans le centre de l'Oregon, jusqu'au fleuve Columbia, au nord-ouest de Portland. Le pipeline proposé pourrait transporter jusqu'à 1,3 Gpi³/j de gaz naturel. Le projet est une entreprise à parts égales de GTN et de Northwest Natural Gas Co. En mai 2010, un expéditeur qui est l'un des piliers du projet a engagé une procédure de faillite avant de mettre fin à son entente de transport avec Palomar. Les partenaires de Palomar continuent d'appuyer le projet. Ils ont engagé des discussions avec des expéditeurs éventuels, en vue d'obtenir d'autres engagements de transport sur le pipeline proposé.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie Le GVM est un gazoduc proposé de 1 196 km (743 milles) à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta.

La participation de TCPL dans le cadre du GVM découle d'une entente signée en 2003 entre l'APG de la vallée du Mackenzie et le GVM au titre de laquelle TCPL a convenu de financer la part d'un tiers des coûts d'élaboration préliminaire liés au projet et revenant à l'APG. Selon les modalités de certains accords relatifs au GVM, TCPL a la possibilité d'acquiescer une participation dans le GVM, à concurrence de 5 %, dès le moment où la mise en chantier est décidée. TCPL a par ailleurs obtenu des droits de premier refus pour l'acquisition de 50 % de tout désinvestissement de partenaires actuels et le droit d'obtenir une participation égale à un tiers dans tous les projets d'expansion lorsque l'APG aura lui-même atteint une participation égale à un tiers, les autres propriétaires du pipeline et l'APG se partageant le reste.

Au 31 décembre 2010, TCPL avait avancé 146 millions de dollars (143 millions de dollars en 2009) au nom de l'APG. Consenties sous forme de prêt à l'APG, ces avances ne deviendraient remboursables qu'une fois le gazoduc en exploitation commerciale. Si le projet n'allait pas de l'avant, TCPL ne disposerait d'aucun recours contre l'APG en vue du recouvrement des montants avancés.

Les promoteurs du GVM poursuivent leurs efforts en vue de l'obtention des approbations réglementaires pour le projet et l'appui du gouvernement du Canada d'un cadre fiscal acceptable. En décembre 2010, l'ONÉ a rendu une décision d'approbation de la demande de certificat d'utilité publique à l'égard du projet. L'ONÉ a assorti l'approbation du projet de 264 conditions, dont le dépôt d'estimations de coûts à jour, la communication de la décision sur la construction au plus tard le 31 décembre 2013 et l'expiration du certificat le 31 décembre 2015 si les travaux de construction n'ont pas débuté à cette date.

L'incertitude persiste néanmoins quant à la structure commerciale et au cadre financier définitifs du projet, aux calendriers selon lesquels le projet serait réalisé et au remboursement des avances consenties par la société à l'APG. Par conséquent, au 31 décembre 2010, TCPL a constaté une provision pour évaluation pour le prêt de 146 millions de dollars consenti à l'APG. Toute future avance à l'APG dans le cadre du GVM sera passée en charges. TCPL maintient son engagement à faire progresser le projet.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Gaz naturel – Approvisionnement, marchés et concurrence Les réseaux de gazoducs de TCPL doivent faire face à la concurrence pour ce qui est des points d'approvisionnement et des débouchés. Cette concurrence est suscitée par les autres gazoducs ayant accès aux bassins d'approvisionnement, dont le BSOC, et aux marchés desservis par la société, ainsi que par les approvisionnements gaziers tirés de bassins qui ne sont pas directement desservis par TCPL. L'augmentation de l'approvisionnement et l'expansion de l'infrastructure pipelinière ont aussi contribué à exacerber la concurrence en Amérique du Nord. L'approvisionnement a progressé aux États-Unis, principalement sous l'impulsion de la production de gaz de schiste, alors que la production tirée du BSOC et d'autres bassins gaziers a reculé. Le gaz de schiste moins coûteux aux États-Unis a entraîné une intensification de la concurrence entre les bassins

d'approvisionnement, des changements quant aux débits habituels et un accroissement des choix pour les consommateurs. Ce changement a contribué à une réduction marquée de la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme et à une préférence pour les contrats à court terme de transport garanti et interruptible sur courte distance.

Bien que TCPL s'efforce de diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz naturel, le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement d'un grand nombre de ses gazoducs et de son infrastructure de transport en Amérique du Nord. Les réserves gazières établies du BSOC sont évaluées à quelque 60 billions de pieds cubes. Selon ces réserves et le rythme de production actuel, le ratio réserves-production du BSOC est d'environ 11 ans. Le ratio réserves-production est une mesure des activités de forage et de production susceptibles d'accroître ou d'épuiser les réserves. Par le passé, ce ratio est demeuré stable à environ neuf ans, mais il est récemment passé à 11 ans compte tenu d'une baisse de la production tirée du BSOC attribuable à la diminution de l'intensité des activités de forage. Cette diminution est le résultat du recul des prix, de la hausse des coûts d'approvisionnement et de la concurrence pour des capitaux livrés par des bassins gaziers nord-américains dont les coûts d'exploration sont inférieurs. Selon les prévisions, les activités de forage dans le BSOC devraient amorcer une reprise à l'avenir pourvu que les prix du gaz se raffermissent et que les coûts de découverte et de mise en valeur continuent de s'améliorer. D'importants changements ont été apportés au régime de redevances sur le pétrole et le gaz de l'Alberta dans le cadre de l'examen de la concurrence mené par le gouvernement de la province. Ces changements devraient permettre d'accroître les investissements dans le BSOC, ce qui favoriserait l'intensification des activités. TCPL prévoit qu'il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinère excédentaire pour transporter le gaz naturel en provenance du BSOC vers des marchés hors de l'Alberta, compte tenu de l'accroissement, au cours des dix dernières années, de la capacité de livraison des gazoducs, de la concurrence suscitée par d'autres pipelines et bassins d'approvisionnement, ainsi que de la hausse marquée de la demande de gaz naturel en Alberta, principalement sous l'impulsion des besoins liés à l'exploitation des sables bitumineux et à la production d'électricité.

Le réseau de l'Alberta de TCPL est le plus important réseau de collecte et de transport de gaz naturel dans le BSOC. Il raccorde la plupart des usines à gaz de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et aux débouchés extérieurs. Malgré la diminution de l'intensité des forages en général, l'accroissement du taux d'avancement dans certaines régions du BSOC a entraîné un besoin pour de nouvelles infrastructures de transport de gaz. L'intensité des activités de forage dans le Nord-Ouest de l'Alberta et le Nord-Est de la Colombie-Britannique s'est accrue avec le nombre croissant de projets visant à accéder aux réserves profondes de couches multiples, aux zones schisteuses non classiques et aux gisements étanches de sables à gaz au moyen de forages horizontaux jumelés aux techniques de stimulation par la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Récemment, la production de gaz de schiste dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique suscite de l'intérêt, car elle constitue une importante source d'approvisionnement en gaz naturel. TCPL prévoit que la production totale provenant des zones schisteuses de Montney et de Horn River atteindra 5 Gpi³/j d'ici 2020, selon les prix du gaz naturel et les facteurs économiques relatifs au BSOC pour le producteur. La production de ces deux zones s'élève à environ 1 Gpi³/j. TCPL a récemment mis en exploitation le gazoduc Groundbirch, le premier de son projet de prolongement en Colombie-Britannique à desservir la formation schisteuse de Montney. Par ailleurs, la société a reçu en janvier 2011 l'approbation requise pour la construction d'un important projet de prolongement du réseau de l'Alberta grâce auquel le gaz naturel non classique produit à partir de la zone de Horn River pourra être transporté jusqu'aux marchés desservis par les réseaux de gazoducs de TCPL.

Dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis, la demande de gaz naturel tiré du BSOC a baissé en 2010, principalement du fait d'une diversification des sources d'approvisionnement. La demande de gaz naturel sur les principaux marchés desservis par le réseau principal au Canada de TCPL dans l'Est devrait cependant poursuivre sa progression, plus particulièrement afin de répondre aux besoins découlant de la croissance prévue des centrales alimentées au gaz naturel. Bien qu'il soit possible d'augmenter la part détenue sur le marché intérieur au Canada et sur le marché d'exportation aux États-Unis, TCPL s'attend à faire face à des concurrents de taille dans ces marchés. Les consommateurs du Nord-Est des États-Unis ont la plupart du temps accès à une panoplie de pipelines et de sources d'approvisionnement. Les marchés de l'Est, qui étaient par le passé alimentés exclusivement par les réseaux de TCPL, peuvent désormais être desservis par de nouveaux pipelines régionaux qui ont accès à des sources d'approvisionnement au Canada Atlantique et aux États-Unis. Pour le réseau principal au Canada, force est de constater, ces dernières années, des réductions dans les volumes en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan, lesquelles ont été partiellement neutralisées par des augmentations des volumes transportés depuis des points à l'est de la

Saskatchewan. Ces réductions liées aux volumes et à la distance ont donné lieu à une hausse de la tarification du réseau principal au Canada qui a eu une incidence défavorable sur sa position concurrentielle.

Les sources d'approvisionnement en gaz naturel d'ANR, qui sont directement raccordées à un réseau, sont principalement la côte américaine du golfe du Mexique et les régions du centre du continent américain, où sont également présents des pipelines concurrents intraétatiques et interétatiques. La concurrence est très forte sur la côte américaine du golfe du Mexique compte tenu de la présence d'un réseau étendu de gazoducs. ANR est l'un des nombreux pipelines qui se font concurrence pour le gaz qui y est ou y sera produit, pour des interconnexions avec des gazoducs dont le point de départ est situé dans les zones de gaz de schiste des régions américaines du centre du continent et des Rocheuses et pour des sources d'approvisionnement par l'entremise de ceux-ci.

Sur ses principaux marchés, situés dans le Midwest américain, ANR fait concurrence à d'autres gazoducs et installations de stockage. La baisse des prix du gaz naturel pourrait entraîner un ralentissement des activités de forage et de la croissance de l'approvisionnement qui soutenait l'expansion de l'infrastructure pipelinière dans le centre du continent américain. À mesure que la capacité de transport s'accroîtra, le fléchissement des prix du gaz naturel et le recul de la demande pourraient avoir une incidence négative sur la valeur de la capacité pipelinière. Les services de stockage de gaz naturel offerts par ANR font pour la plupart l'objet de contrats dont le terme est relativement court. La valeur des services de stockage est déterminée selon la conjoncture, qui, si elle est défavorable, pourrait entraîner une réduction des tarifs et des termes.

GTN, dont le gaz naturel transporté provient principalement du BSOC, doit rivaliser avec d'autres gazoducs interétatiques pour ses services de transport vers des marchés du Nord-Ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada, où il existe également des sources concurrentes d'approvisionnement à partir de gisements gaziers situés dans les Rocheuses et le Sud-Ouest des États-Unis. Par le passé, le prix du gaz naturel provenant du BSOC était concurrentiel avec celui d'autres sources d'approvisionnement desservant ces marchés. L'accroissement de sources d'approvements concurrentielles pourrait avoir des répercussions défavorables sur la valeur des services de transport de GTN. Pacific Gas and Electric Company, le plus gros client du réseau de GTN, a obtenu de la California Public Utilities Commission l'autorisation de contracter des engagements de transport à l'égard d'une capacité donnée d'un projet concurrent depuis le bassin de la région américaine des Rocheuses jusqu'à la frontière avec la Californie. Le propriétaire du projet concurrent a annoncé que selon toute attente, la mise en exploitation aurait lieu en 2011.

Risque lié à la réglementation Les décisions des organismes de réglementation continuent d'influer sur le rendement financier des investissements actuels dans les gazoducs de TCPL au Canada et ils devraient avoir une incidence semblable sur le rendement financier d'investissements futurs. Par la voie de demandes d'approbation de taux et de règlements négociés, TCPL a été en mesure d'accroître le rendement financier et la structure du capital de ses gazoducs au Canada.

Les règlements et les décisions des organismes de réglementation des États-Unis, plus particulièrement de la FERC, de l'agence pour la protection de l'environnement et du département des Transports, peuvent avoir une influence sur le rendement financier des pipelines de TCPL en sol américain. TCPL se tient constamment au courant des règlements, en vigueur et proposés, afin de déterminer leur effet possible sur ces pipelines.

Risque lié aux livraisons Avec l'échéance de contrats de transport, TCPL s'attend à ce que ses pipelines situés aux États-Unis soient davantage exposés au risque lié à la diminution des livraisons et à ce que leurs produits subissent de plus grandes fluctuations. Le risque lié aux livraisons découle de la concurrence pour les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, des pipelines appartenant à autrui et du prix des combustibles de remplacement.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques et sur la gestion de ces risques dans le secteur des gazoducs.

GAZODUCS – PERSPECTIVES

La société s'attend à un accroissement à long terme de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, mais à une croissance relativement faible en 2011. Le secteur des gazoducs de TCPL continuera de se concentrer sur la livraison de

gaz naturel aux marchés en pleine croissance, sur le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement et sur la poursuite de l'aménagement de nouvelles infrastructures pour les sources non classiques comme le gaz de schiste, le méthane de houille et le GNL, et le gaz naturel des régions nordiques.

La diminution des livraisons et le recours accru à des contrats de transport sur de plus courtes distances sont les principaux facteurs qui continuent d'inciter le réseau principal au Canada à augmenter ses tarifs. Cet état de choses, qui s'ajoute à la concurrence découlant de la mise en valeur et de la croissance continues de sources d'approvisionnement en gaz naturel provenant de l'infrastructure située dans les zones schisteuses des États-Unis, accroît les pressions concurrentielles sur le réseau principal au Canada. En réponse, TCPL continue de collaborer étroitement avec ses parties prenantes pour examiner la conception tarifaire, le modèle commercial et les services du réseau principal au Canada afin de concevoir des solutions qui contribueraient à accroître les livraisons et les produits tout en réduisant les coûts et les tarifs. TCPL s'efforce également de raccorder de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel des États-Unis, provenant de la formation schisteuse de Marcellus, à l'infrastructure en place du réseau principal au Canada, afin d'étendre ses marchés actuels et d'améliorer sa position concurrentielle.

TCPL continuera de se concentrer sur l'excellence opérationnelle et la collaboration avec toutes les parties prenantes en vue de négocier des règlements et de proposer divers services qui rehausseront la valeur de son entreprise.

Pour la plupart, les plans d'expansion de TCPL dans le domaine du transport du gaz naturel produit au Canada sont concentrés autour du réseau de l'Alberta. TCPL travaille activement à l'expansion de ce réseau en vue de desservir les zones schisteuses en plein essor dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Les secteurs de l'ouest et du centre des contreforts de l'Alberta comptent au nombre des nouvelles possibilités de croissance pour le réseau de l'Alberta.

Aux États-Unis, TCPL prévoit que la production non classique continuera de prendre de l'ampleur à partir des formations schisteuses dans l'Est du Texas et le Nord-Ouest de la Louisiane, en Arkansas, dans le Sud-Ouest de l'Oklahoma et dans la région des Appalaches. À court terme, la production est davantage axée sur le pétrole et les hydrocarbures, ce qui devrait permettre d'accroître l'approvisionnement gazier au Texas et dans le Dakota du Nord. L'approvisionnement à partir de méthane de houille et des gisements étanches de sables à gaz dans la région américaine des Rocheuses devrait également s'accroître. La croissance devant découler de cet approvisionnement supplémentaire devrait offrir de nouvelles possibilités pour les pipelines de TCPL aux États-Unis.

Résultat Bien que le résultat du réseau principal au Canada varie en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, au RCA, à la structure du capital et aux dispositions du règlement tarifaire approuvé par l'ONÉ, les variables ayant la plus grande incidence sont le RCA, la structure du capital et la base tarifaire. La société prévoit une croissance soutenue de la base tarifaire du réseau de l'Alberta à mesure que les nouvelles sources d'approvisionnement provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique seront mises en valeur et reliées au réseau de l'Alberta. TCPL prévoit par ailleurs des investissements modestes dans ses autres gazoducs au Canada, bien qu'elle s'attende à une régression nette continue de la base tarifaire moyenne de ces gazoducs à mesure que l'amortissement annuel prendra de l'avance sur l'investissement de capitaux. Toute baisse nette de la base tarifaire moyenne réduirait le résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations des cours du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements dans les niveaux visés par contrat n'influent pas sur le résultat des gazoducs au Canada.

L'entrée en service de Bison en janvier 2011 et la mise en service prévue de Guadalajara vers le milieu de 2011 auront une incidence positive sur le résultat des gazoducs de TCPL aux États-Unis. La conclusion de contrats visant la capacité disponible à des taux intéressants dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, comme la présence de gazoducs concurrents et d'autres sources possibles d'approvisionnement en gaz naturel pour les marchés desservis par les pipelines de TCPL aux États-Unis. Le BAII des gazoducs en sol américain subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, des décisions de réglementation et des variations des taux de change.

Il est par ailleurs attendu que les coûts relatifs à la réalisation de nouveaux projets pipeliniers, notamment ceux touchant le projet de gazoduc de l'Alaska, auront une incidence sur le BAII du secteur des gazoducs.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations affectées aux gazoducs en 2010 ont totalisé 1,2 milliard de dollars. En 2011, les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive devraient atteindre quelque 1,1 milliard de dollars.

VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL

(en Gpi ³)	2010	2009	2008
Réseau principal au Canada ⁽¹⁾	1 666	2 030	2 173
Réseau de l'Alberta ⁽²⁾	3 447	3 538	3 800
ANR	1 589	1 575	1 619
Foothills	1 446	1 205	1 292
Northern Border ⁽³⁾	902	706	839
Great Lakes	804	727	784
GTN	802	797	783
Iroquois	343	355	376
TQM	151	164	170
Ventures LP	144	145	165
North Baja	60	96	104
Tamazunchale	52	54	53
Gas Pacifico	51	62	73
Portland	36	37	50
Tuscarora ⁽³⁾	35	34	30
TransGas	30	28	26

⁽¹⁾ Les volumes de livraison du réseau principal au Canada tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Les habitudes contractuelles des clients ont évolué au cours des dernières années de sorte que la société a recours aux livraisons effectuées pour mesurer l'utilisation du système. En 2010, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 1 228 Gpi³ (1 579 Gpi³ en 2009; 1 898 Gpi³ en 2008).

⁽²⁾ Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 471 Gpi³ en 2010 (3 578 Gpi³ en 2009; 3 843 Gpi³ en 2008).

⁽³⁾ Les volumes de livraison de Northern Border et de Tuscarora tiennent compte des livraisons prévues. Les volumes de livraison des derniers exercices tiennent compte des livraisons effectuées.

OLÉODUCS

OLÉODUCS – POINTS SAILLANTS

- La société a investi 2,7 milliards de dollars pour faire avancer le projet Keystone en 2010.
- La première phase de Keystone, qui s'étend de Hardisty, en Alberta, à Wood River et à Patoka, en Illinois, est entrée en exploitation à une basse pression d'exploitation en juin 2010.
- La deuxième phase du projet, qui permettra de prolonger l'oléoduc de Steele City, au Nebraska, à Cushing, en Oklahoma, a été mise en service en février 2011.

OLÉODUCS – ANALYSE FINANCIÈRE

Bien que la première phase de Keystone, qui s'étend de Hardisty, en Alberta, à Wood River et Patoka, en Illinois, soit en exploitation commerciale depuis juin 2010, les flux de trésorerie liés à Keystone, à l'exclusion des frais généraux, d'administration et de soutien, ont été capitalisés en 2010. L'approbation de l'ONÉ est assortie d'une condition visant la mise en exploitation de Keystone à une moindre pression maximale d'exploitation (« PME ») sur le tronçon canadien, ce qui n'a pas permis l'exploitation du pipeline à la pression nominale et a diminué la capacité d'expédition en deçà de la capacité nominale initiale de 435 000 b/j. L'ONÉ a levé la restriction relative à la PME en décembre 2010, après la tenue de toutes les inspections supplémentaires de l'intérieur du tronçon et les modifications d'exploitation requises ont été apportées à la fin de janvier 2011. L'exploitation du réseau à la pression nominale a ensuite débuté et la société a commencé à comptabiliser le BAIIA de Keystone au début de février 2011.

OLÉODUCS – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Keystone Le prolongement de Cushing permet de prolonger l'oléoduc jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et d'en porter la capacité nominale à 591 000 b/j. Le prolongement a été mis en exploitation à la fin de 2010 et la mise en service commerciale a eu lieu au début de février 2011.

À la suite d'un appel de soumissions tenu en 2008, Keystone a obtenu auprès des expéditeurs des contrats garantis à long terme supplémentaires pour le prolongement et l'agrandissement du réseau. Grâce à ces engagements, Keystone a déposé les demandes de réglementation nécessaires au Canada et aux États-Unis pour faire approuver la construction et l'exploitation d'une expansion de son réseau, de l'Ouest canadien à la côte américaine du golfe du Mexique, afin de fournir une capacité pipelinière supplémentaire. En mars 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de la société concernant les installations canadiennes qui sont nécessaires à l'expansion du réseau vers la côte américaine du golfe du Mexique. En avril 2010, le Département d'État, organisme principal chargé des approbations réglementaires fédérales aux États-Unis, a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental qui concluait que l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique aurait des incidences environnementales limitées. Le processus de réglementation du Département d'État suit son cours dans un contexte politique davantage conscientisé et l'opposition au projet a été exprimée. Cependant, la société s'attend à recevoir une décision au sujet des approbations finales vers le milieu ou la fin de 2011. La construction de l'expansion devrait s'amorcer peu après.

Les dépenses en immobilisations relatives à Keystone, y compris l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, sont estimées à quelque 13 milliards de dollars US. L'augmentation de 1 milliard de dollars US par rapport aux dépenses en immobilisations estimatives d'environ 12 milliards de dollars US tient compte de la conversion des devises, de la hausse du coût réel engagé pour mettre en service commercial le prolongement de Wood River/Patoka et de l'accroissement du coût en capital estimatif liés à l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique en raison de l'évolution de la portée du projet et des exigences réglementaires ainsi que des retards dans l'obtention des permis. Au 31 décembre 2010, une somme de 7,4 milliards de dollars US avait été investie, dont un montant de 1,4 milliard de dollars US se rapportant à l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. La somme restante de 5,6 milliards de dollars US, dont 1,2 milliard de dollars US ont déjà été engagés, devrait être investie d'ici la mise en service du projet, qui devrait avoir lieu en 2013. Les coûts en capital afférents à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage, avec les expéditeurs ayant pris des engagements à long terme, des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

En août 2009, TCPL a acheté le reste de la participation de ConocoPhillips dans Keystone. L'acquisition a porté à 100 % la participation de TCPL dans Keystone.

Trois entités, ayant chacune conclu un accord de services de transport à l'égard du prolongement de Cushing, ont présenté des exposés distincts contre certaines filiales de Keystone appartenant à TCPL à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, sollicitant des mesures de redressement déclaratoires ou des dommages-intérêts de divers montants. L'une des entités s'est désistée, sans frais et sans recours. La société croit que les autres exposés de demande sont sans mérite et elle se défendra vigoureusement.

Projets Marketlink La société examine la possibilité de transporter la production croissante de pétrole brut de la formation schisteuse de Bakken, dans le bassin Williston au Montana et dans le Dakota du Nord, pour l'acheminer aux grands marchés de raffinage américains. À la suite d'un appel de soumissions tenu au cours des six derniers mois de 2010, la société a obtenu des contrats fermes d'une durée de cinq ans pour des volumes totalisant 65 000 b/j à l'égard du projet Marketlink de Bakken, qui permettra de transporter le pétrole brut de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie de l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Grâce à ces engagements, TCPL déposera les demandes de réglementation nécessaires aux États-Unis pour faire approuver la construction et l'exploitation du projet Marketlink de Bakken. Le coût en capital des installations supplémentaires est évalué à près de 140 millions de dollars US et la mise en service commerciale est prévue pour 2013.

À la suite d'un appel de soumissions tenu au cours des six derniers mois de 2010, la société a obtenu des appuis contractuels pour aller de l'avant avec le projet Marketlink de Cushing, qui permettrait de transporter jusqu'à 150 000 b/j de pétrole brut de Cushing à la côte américaine du golfe du Mexique par l'entremise d'installations faisant partie de l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Grâce à ces engagements, TCPL déposera les demandes de réglementation nécessaires aux États-Unis pour faire approuver la construction et l'exploitation du projet Marketlink de Cushing. La mise en service commerciale est prévue pour 2013.

OLÉODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Pétrole brut – Approvisionnement, marchés et concurrence L'Alberta produit environ 80 % du pétrole brut du BSOC et est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut de Keystone. En 2010, la production du BSOC a atteint, selon les estimations, 2,6 millions de b/j, dont 1,1 million de b/j de pétrole brut classique et condensats et 1,5 million de b/j de pétrole brut tiré de la région des sables bitumineux de l'Alberta. La baisse de la production de pétrole brut classique est atténuée par un accroissement de la production tirée des sables bitumineux. Dans son rapport paru en juin 2010, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta estime à 170 milliards de barils les réserves établies restantes dans les sables bitumineux de l'Alberta.

Selon la prévision faite en juin 2010 par l'ACPP, les approvisionnements en pétrole brut du BSOC passeraient à 3,1 millions de b/j en 2015 et à 3,7 millions de b/j en 2020, ce qui indique une croissance future de la production de pétrole brut de l'Alberta. L'ACPP a estimé les dépenses relatives aux sables bitumineux à 13 milliards de dollars en 2010 et prévoit qu'elles atteindront 15 milliards de dollars en 2011.

Keystone dispose de contrats à l'égard d'une grande partie de sa capacité. Avec l'accroissement des approvisionnements provenant du BSOC cependant, Keystone devra faire concurrence à d'autres oléoducs de l'Alberta en ce qui concerne les livraisons au comptant et les nouveaux contrats à long terme.

Le bassin Williston, qui se trouve en majeure partie dans le Dakota du Nord et au Montana, est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut du projet Marketlink de Bakken. En 2010, le taux de production du bassin Williston s'est élevé à près de 400 000 b/j. TCPL prévoit que les taux de production atteindront quelque 550 000 b/j d'ici 2015 du fait de la croissance de la production de pétrole brut de la formation schisteuse de Bakken.

Le bassin permien, situé en majeure partie dans l'Ouest du Texas, est la principale source de pétrole brut du projet Marketlink de Cushing. Raccordée aux installations de stockage de pétrole de Cushing, la production du bassin permien se chiffre à 900 000 b/j et s'accroît d'approximativement 3 % par année depuis 2006.

Les projets Marketlink de Bakken et de Cushing disposent de contrats à l'égard d'une grande partie de leur capacité. Avec l'accroissement des approvisionnements provenant de bassins connexes, les deux projets devront vraisemblablement faire concurrence à d'autres oléoducs dans les régions du bassin Williston, des Rocheuses et du centre du continent américain.

Les raffineries des régions américaines du Midwest, du centre du continent et de la côte du golfe du Mexique constituent les principaux débouchés pour le pétrole brut de Keystone. TCPL devra faire concurrence à des oléoducs qui livrent du pétrole brut du BSOC, du bassin Williston et du bassin permien à ces raffineries par l'intermédiaire d'interconnexions avec d'autres pipelines. Tant sur les marchés du Midwest que sur ceux du centre du continent et de la côte du golfe du Mexique, Keystone devra faire concurrence au pétrole brut américain et au pétrole brut importé.

Risque lié à la réglementation Les règlements et les décisions des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis, plus particulièrement de l'ONÉ, de la FERC, de l'agence pour la protection de l'environnement et du département des Transports, peuvent avoir une influence considérable sur l'approbation, la construction, le calendrier et le rendement financier des oléoducs de TCPL. TCPL se tient constamment au courant des règlements, en vigueur et proposés, afin de déterminer leur effet possible sur son secteur des oléoducs.

TCPL s'attend à obtenir les approbations finales des organismes de réglementation américains à l'égard du projet d'expansion de Keystone jusqu'à la côte du golfe du Mexique vers le milieu ou la fin de 2011. Cependant, si le projet d'expansion tel qu'il est proposé à l'heure actuelle ne recevait pas l'approbation réglementaire, la société tenterait de réaménager le projet, en tout ou en partie, redistribuerait les sommes investies à d'autres occasions de transport pipelinier et passerait en charges tout montant non compensé.

Risque lié aux livraisons Pour les oléoducs de TCPL, le risque lié aux livraisons dépend surtout des niveaux de la production de pétrole brut, de la concurrence du marché à l'égard du pétrole brut, des activités de raffinage et des variations de l'activité économique. Avec l'échéance de contrats de transport, TCPL s'attend à ce que ses oléoducs situés aux États-Unis soient davantage exposés au risque lié à la diminution des livraisons et à ce que leurs produits subissent de plus grandes fluctuations. Les contrats dont dispose TCPL à l'égard d'une grande partie de sa capacité l'aideront à gérer ce risque. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché, ce qui constitue une possibilité d'accroître les résultats.

Capacité disponible des installations L'optimisation et le maintien de la capacité disponible des installations sont essentiels au succès du secteur des oléoducs. TCPL a depuis longtemps fait ses preuves en matière de performance élevée, grâce à l'utilisation de programmes d'entretien préventifs exhaustifs qui sont axés sur le risque, une démarche prudente d'exploitation et d'investissement des capitaux, ainsi qu'un effectif compétent. Les contrats garantis conclus avec les expéditeurs de Keystone constituent une autre mesure d'atténuation. En cas de force majeure, Keystone continuera de recevoir des paiements de capacité de ses expéditeurs ayant conclu des contrats de transport garanti pour une période déterminée. S'il se produit une perte de capacité qui n'est pas imputable à un cas de force majeure, les paiements de capacité aux termes des contrats garantis seront réduits dans la mesure où la capacité a été réduite. Des arrêts d'exploitation imprévus, y compris les retards imprévus dans le cadre des arrêts d'exploitation prévus, pourraient causer une baisse du débit pipelinier, ce qui entraînerait un recul des produits tirés des ventes, une réduction des paiements de capacité et des marges, ainsi qu'un accroissement des frais d'entretien.

Risque d'exécution et risque lié aux dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations afférentes à la construction de Keystone sont soumises à un barème de partage, avec les expéditeurs ayant pris des engagements à long terme à l'égard de Keystone, des coûts en capital en fonction des risques et des avantages. Ce barème permet à Keystone d'ajuster les droits en fonction d'un facteur fondé sur le pourcentage de variation des coûts en capital du projet. Les droits s'appliquant aux phases prolongeant Keystone jusqu'à Wood River/Patoka et Cushing seront ajustés par l'application d'un facteur égal à 50 % de la variation des coûts en capital. Les droits sur l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique seront ajustés par l'application d'un facteur égal à 75 % de la variation des coûts en capital. Les coûts en capital afférents à la construction des projets Marketlink de Bakken et de Cushing ne seraient pas soumis à un barème de partage, avec les expéditeurs, des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques et sur la gestion de ces risques dans le secteur des oléoducs.

OLÉODUCS – PERSPECTIVES

La demande de pétrole brut devrait demeurer relativement stable à long terme en Amérique du Nord, alors que l'accessibilité à des sources d'approvisionnement étrangères diminue sur le continent. Le secteur des oléoducs de TCPL continuera de se concentrer sur l'établissement de contrats et la livraison d'un approvisionnement croissant de pétrole brut aux principaux marchés des États-Unis.

Les producteurs continuent de mettre en valeur de nouveaux approvisionnements de pétrole brut dans l'Ouest canadien. Plusieurs projets de mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta récemment construits ou en cours de construction commenceront à produire du pétrole brut ou accroîtront la production de pétrole brut en 2011 et en 2012. Selon les prévisions, la production des sables bitumineux de l'Alberta atteindra 2,2 millions de b/j en 2015 par rapport au volume de 1,5 million de b/j enregistré en 2010 et le total des approvisionnements en pétrole brut de l'Ouest canadien passera de 2,6 millions de b/j à 3,1 millions de b/j au cours de la même période. Le principal marché pour cette nouvelle production de pétrole brut se situe aux États-Unis, du Midwest à la région du golfe du Mexique, secteur où se trouvent un grand nombre de raffineries aptes à traiter les mélanges canadiens de pétrole brut léger et lourd. Selon les prévisions, la production supplémentaire de brut de l'Ouest canadien remplacera les importations à la baisse de pétrole brut que les États-Unis font venir d'autres pays.

Cette hausse des exportations de pétrole brut du BSOC en Alberta nécessite l'accès à de nouveaux marchés, dont ceux de la côte américaine du golfe du Mexique. TCPL continuera de s'intéresser activement aux nouvelles occasions de transporter le pétrole brut de l'Alberta vers les marchés américains.

La production du bassin Williston s'accroît également et la capacité pipelinière dans la région est restreinte. Les régions du centre du continent et du Midwest des États-Unis constituent les principaux marchés pour le pétrole brut du bassin Williston, tandis que la côte américaine du golfe du Mexique présente un potentiel de croissance. Plusieurs propositions concurrentielles ont été présentées en vue de la construction d'une capacité pipelinière d'expédition pour cette région. TCPL continuera de livrer concurrence pour saisir de nouvelles occasions de transporter le pétrole brut du bassin Williston vers les marchés américains.

La capacité d'expédition est restreinte sur les pipelines desservant les installations de stockage de pétrole brut à Cushing, ce qui entraîne périodiquement un recul du prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate (« WTI ») par rapport aux prix mondiaux. Plusieurs propositions concurrentielles ont été présentées en vue de la construction d'une capacité pipelinière d'expédition, de cette région jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. TCPL continuera de livrer concurrence pour saisir de nouvelles occasions de transporter le pétrole brut de Cushing vers les marchés américains.

TCPL continuera de se concentrer sur l'excellence opérationnelle et la collaboration avec toutes les parties prenantes en vue de fournir des services qui rehausseront la valeur de son entreprise.

Résultat TCPL a commencé à constater le BAIIA des phases Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone en février 2011, dès le début de la pleine exploitation. TCPL s'attend à ce que les résultats relatifs à ses oléoducs s'accroissent en 2011, 2012 et 2013 avec le début des livraisons de pétrole brut dans le cadre de l'expansion de Keystone et des projets Marketlink. Compte tenu des engagements à long terme à l'égard de Keystone, TCPL pourrait inscrire un BAIIA annuel de quelque 1,3 milliard de dollars US en 2013, dans l'hypothèse d'une année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à la capacité commerciale totale du réseau, TCPL comptabiliserait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. À l'avenir, la capacité de Keystone pourrait être accrue de manière économique afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations affectées à Keystone en 2010 ont totalisé 2,7 milliards de dollars. En 2011, les dépenses en immobilisations affectées à Keystone devraient atteindre quelque 1,4 milliard de dollars.



Sauf indication contraire, les actifs suivants du secteur de l'énergie sont détenus à 100 % par TCPL.

BEAR CREEK Bear Creek est une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta.

MACKAY RIVER MacKay River est une centrale de cogénération de 165 MW alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta.

REDWATER Redwater est une centrale de cogénération de 40 MW alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta.

SUNDANCE A ET B TCPL détient les droits pour 100 % de la capacité de production de 560 MW de la centrale électrique alimentée au charbon Sundance A au titre d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») devant échoir en 2017. Elle détient aussi les droits pour 50 % de la capacité de production de 706 MW de la centrale Sundance B au titre d'une CAE devant échoir en 2020. Les centrales Sundance sont situées dans le centre-sud de l'Alberta.

SHEERNESS TCPL détient les droits pour une capacité de production de 756 MW au titre de la CAE de la centrale alimentée au charbon de Sheerness, qui échoit en 2020. La centrale de Sheerness est située dans le sud-est de l'Alberta.

CARSELAND Carseland est une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta.

CANCARB D'une puissance de 27 MW, la centrale de Cancarb se trouve à Medicine Hat, en Alberta. Elle est alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant de l'installation attenante de noir de carbone thermique (un sous-produit du gaz naturel), qui appartient à TCPL.

BRUCE POWER Bruce Power est une centrale nucléaire située au nord-ouest de Toronto, en Ontario. TCPL détient une participation de 48,8 % dans Bruce A, qui compte quatre réacteurs de 750 MW. Deux de ces réacteurs sont en exploitation et deux sont actuellement remis en état. TCPL détient une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui compte également quatre réacteurs et présente une capacité combinée d'environ 3 200 MW.

HALTON HILLS Halton Hills est une centrale à cycle combiné et alimentée au gaz naturel de 683 MW située à Halton Hills, en Ontario. Elle est entrée en exploitation commerciale au troisième trimestre de 2010.

PORTLANDS ENERGY Portlands Energy est une centrale de 550 MW à cycle combiné et alimentée au gaz naturel qui est située à Toronto, en Ontario. Elle est détenue à 50 % par TCPL.

BÉCANCOUR Bécancour est une centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec.

CARTIER ÉNERGIE ÉOLIENNE Cartier énergie éolienne regroupe cinq projets éoliens d'une capacité de 590 MW au Québec. Cartier énergie éolienne est une société détenue à 62 % par TCPL. Les trois premiers projets, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton, sont en exploitation et présentent une capacité de production totale de 320 MW. La construction des deux derniers projets, Gros-Morne et Montagne-Sèche, a débuté. Leur capacité de production totale s'élève à 270 MW.

GRANDVIEW Grandview est une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel située près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick.

PROJET ÉOLIEN DE KIBBY Le projet éolien de Kibby de 132 MW est situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans le Maine. La deuxième étape du projet, de 66 MW, a été mise en service en octobre 2010.

TC HYDRO Les installations de TC Hydro sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, qui regroupent 13 centrales, avec barrages et réservoirs connexes, et dont la capacité de production totale est de 583 MW, sont situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

OSP OSP est une centrale de 560 MW à cycle combiné et alimentée au gaz naturel qui est située à Burrillville, dans le Rhode Island.

RAVENSWOOD Ravenswood est une centrale électrique à turbines multiples de 2 480 MW, regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion, située à Queens, dans l'État de New York.

COOLIDGE La centrale électrique de pointe à cycle simple de 575 MW et alimentée au gaz naturel de Coolidge est en cours de construction à Coolidge, en Arizona.

EDSON Les installations souterraines de stockage de gaz naturel d'Edson, situées près de la ville éponyme, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. Le système de traitement central d'Edson a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 725 Mpi³/j. Edson a une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de quelque 50 Gpi³.

CROSSALTA Les installations souterraines de stockage de gaz naturel de CrossAlta, situées près de Crossfield, en Alberta, ont une capacité de stockage de 68 Gpi³. Le système de traitement central de CrossAlta a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 550 Mpi³/j. TCPL détient une participation de 60 % dans CrossAlta.

ÉNERGIE – POINTS SAILLANTS

- Le BALL comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 748 millions de dollars en 2010, soit à 36 millions de dollars de moins que les 784 millions de dollars inscrits en 2009.
- En 2010, la société a investi 1,1 milliard de dollars dans les projets d'investissement de ce secteur, notamment :
 - la centrale de Halton Hills de 683 MW, qui est entrée en service en septembre 2010, conformément au calendrier et au budget;
 - la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui a été mise en service en octobre 2010 et qui comprenait l'installation de 22 éoliennes supplémentaires, en avance sur le calendrier et en deçà du budget;
 - la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, ainsi que la construction de Coolidge et des deux derniers parcs de Cartier énergie éolienne.
- L'installation des derniers canaux de combustible est réussie et les activités visant à réduire les effectifs et à limiter l'exploitation du réacteur 2 de Bruce A sont terminées.
- Au 31 décembre 2010, des centrales d'une capacité cumulée approximative de 1 500 MW étaient en construction ou en cours d'aménagement, à un coût en capital total prévu d'environ 3,2 milliards de dollars.

CENTRALES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE

	MW	Type de combustible
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest		
Sheerness	756	Charbon
Coolidge ⁽¹⁾	575	Gaz naturel
Sundance A	560	Charbon
Sundance B ⁽²⁾	353	Charbon
MacKay River	165	Gaz naturel
Carseland	80	Gaz naturel
Bear Creek	80	Gaz naturel
Redwater	40	Gaz naturel
Cancarb	27	Gaz naturel
	2 636	
Installations énergétiques de l'Est		
Halton Hills	683	Gaz naturel
Bécancour	550	Gaz naturel
Cartier énergie éolienne ⁽³⁾	365	Éolien
Portlands Energy ⁽⁴⁾	275	Gaz naturel
Grandview	90	Gaz naturel
	1 963	
Bruce ⁽⁵⁾	2 480	Nucléaire
	7 079	
Installations énergétiques aux États-Unis		
Ravenswood	2 480	Gaz naturel/mazout
TC Hydro	583	Hydraulique
OSP	560	Gaz naturel
Projet éoliens de Kibby	132	Éolien
	3 755	
Total de la capacité de production nominale	10 834	

⁽¹⁾ En chantier.

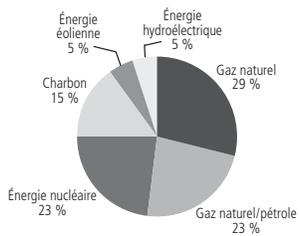
⁽²⁾ Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de la production de Sundance B.

⁽³⁾ Représente la quote-part de TCPL, soit 62 % de ce projet de 590 MW au total, y compris la puissance de 168 MW en chantier.

⁽⁴⁾ Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de cette centrale de 550 MW.

⁽⁵⁾ Représente la quote-part de TCPL de 48,8 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

Électricité produite selon le combustible

**RÉSULTATS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE**

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)

2010 2009 2008

Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest 220 279 510

Installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾ 231 220 147

Bruce Power 298 352 275

Frais généraux et frais d'administration et de soutien (38) (39) (39)

BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾ 711 812 893

Amortissement (242) (227) (198)

BAIL comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾ 469 585 695**Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)**Installations énergétiques du Nord-Est⁽³⁾ 335 210 256

Frais généraux et frais d'administration et de soutien (32) (40) (38)

BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾ 303 170 218

Amortissement (116) (92) (38)

BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾ 187 78 180

Change 7 8 8

BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾

(en dollars CA) 194 86 188

Stockage de gaz naturel

Installations de stockage en Alberta 140 173 152

Frais généraux et frais d'administration et de soutien (8) (9) (14)

BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾ 132 164 138

Amortissement (15) (14) (17)

BAIL comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾ 117 150 121**BAIIA et BAIL comparables de l'expansion des affaires⁽²⁾ (32) (37) (52)****BAIL comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾ 748 784 952****Sommaire :****BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾ 1 125 1 131 1 210**

Amortissement (377) (347) (258)

BAIL comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾ 748 784 952

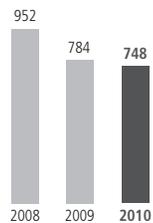
Postes particuliers :

Activités de gestion des risques (8) 1 –

Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater – – (41)

BAIL du secteur de l'énergie⁽²⁾ 740 785 911⁽¹⁾ Comprend les centrales de Halton Hills, de Portlands Energy et de Carleton depuis respectivement septembre 2010, avril 2009 et novembre 2008.⁽²⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAIL comparable et le BAIL.⁽³⁾ Comprend les première et deuxième phases du projet éolien de Kibby et Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009, d'octobre 2010 et d'août 2008.

**BAII comparable
du secteur de l'énergie**
(en millions de dollars)



Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 748 millions de dollars en 2010, comparativement à 784 millions de dollars en 2009 et à 952 millions de dollars en 2008. Ont été exclus du BAII comparable en 2010 et en 2009, des pertes non réalisées nettes de 8 millions de dollars et des gains non réalisés nets de 1 million de dollars découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Pour gérer son entreprise de stockage de gaz naturel exclusif, TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure. Les ajustements de la juste valeur sont constatés au cours de chaque période pour les stocks de gaz naturel exclusif et les contrats à terme, mais ces ajustements ne sont pas représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis portent principalement sur la vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel aux termes de contrats à court et à long terme et ces installations gèrent l'exposition aux fluctuations des prix sur le marché au comptant pour ces ventes d'électricité par l'achat d'électricité ou l'achat de combustible pour produire l'électricité à même leurs actifs, ce qui par le fait même leur garantit des marges positives. Ces contrats pour le stockage de gaz naturel et les installations énergétiques aux États-Unis constituent des instruments de couverture économique efficaces pour garantir une marge positive, mais ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux termes des contrats. Ils sont exclus du calcul du résultat comparable parce que leur juste valeur n'est pas représentative des montants qui seront réalisés au moment du règlement. Le BAII comparable en 2008 excluait la radiation de coûts de 41 millions de dollars qui avaient été capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater.

ÉNERGIE – ANALYSE FINANCIÈRE

Installations énergétiques de l'Ouest Au 31 décembre 2010, les installations énergétiques de l'Ouest détenaient ou possédaient des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis, par le truchement de trois conventions d'achat d'électricité (« CAE ») à long terme, de cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et d'une centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en cours de construction en Arizona. À l'heure actuelle, le portefeuille d'actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest en Alberta comprend, par la voie de trois CAE à long terme, quelque 1 700 MW de production au charbon, à faible coût et servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base, ainsi qu'environ 400 MW d'actifs de cogénération alimentés au gaz naturel. Ce portefeuille renferme certains des actifs les plus concurrentiels sur le marché de l'Alberta et dont les coûts sont parmi les plus faibles. La CAE de Sheerness et de Sundance B doit expirer en 2020, alors que celle de Sundance A expirera en 2017. Cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel sont exploitées en Alberta, leur capacité de production individuelle variant de 27 MW à 165 MW. Une partie de la production prévue des installations énergétiques de l'Ouest est vendue au moyen de contrats à long terme, le reste étant assujéti aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest est tributaire de leurs deux fonctions intégrées, soit la commercialisation et l'exploitation de centrales. La fonction de commercialisation achète et revend, depuis Calgary, en Alberta, de l'électricité aux termes des CAE conclues, commercialise les volumes des installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de revendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser la valeur de ces installations. Cette fonction joue un rôle essentiel pour optimiser le rendement du portefeuille de l'offre d'électricité du secteur de l'énergie et pour gérer les risques liés aux volumes non visés par des contrats. Une partie de l'électricité du secteur de l'énergie est vendue sur le marché au comptant pour assurer des approvisionnements en cas d'arrêt d'exploitation imprévu. La quantité des volumes vendus sur le marché au comptant dépend de la possibilité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion de portefeuille permet à TCPL de réduire au minimum ses coûts si elle devait être obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements de vente contractuels. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, les installations

énergétiques de l'Ouest avaient conclu, au 31 décembre 2010, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour environ 7 400 gigawattheures (GWh) de la production de 2011 et pour quelque 6 300 GWh de la production de 2012.

Installations énergétiques de l'Est En tenant compte des installations en construction ou en cours d'aménagement, les installations énergétiques de l'Est détiennent une capacité de production d'électricité d'environ 2 000 MW. À l'heure actuelle, les actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Est qui sont en exploitation sont : Halton Hills, Bécancour, trois parcs du projet de Cartier énergie éolienne, Portlands Energy et Grandview.

Halton Hills est entrée en service en septembre 2010. Elle fournit de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »).

Toute l'électricité produite par Bécancour est fournie à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans qui échoit en 2026. La centrale vend la vapeur qu'elle produit à des clients industriels à des fins d'utilisation dans le cadre de processus commerciaux. La production d'électricité à la centrale de Bécancour est interrompue depuis janvier 2008, en conséquence d'une entente conclue avec Hydro-Québec. Aux termes de cette entente, TCPL continue de toucher des paiements d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal. L'interruption de la production d'électricité à la centrale de Bécancour est abordée plus en détail sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

Trois parcs du projet de Cartier énergie éolienne, Carleton, Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables, sont entrés en exploitation respectivement en novembre 2008, 2007 et 2006. L'électricité produite par ces parcs éoliens est fournie à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans.

Portlands Energy est entrée en service en avril 2009. Elle fournit de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO.

La centrale de Grandview est située sur la propriété de la raffinerie de pétrole d'Irving à Saint John, au Nouveau-Brunswick. TCPL et Irving ont conclu un contrat d'achat ferme de 20 ans devant échoir en 2025 selon lequel Irving procure le combustible à la centrale de 90 MW et achète 100 % de la chaleur et de l'électricité produites.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. Par conséquent, la totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été sur le marché au comptant en 2008, 2009 et 2010 et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats en 2011 et 2012.

BAII comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾⁽²⁾			
Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Produits			
Installations énergétiques de l'Ouest	714	788	1 140
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	330	281	175
Autres ⁽³⁾	84	86	138
	1 128	1 155	1 453
Achats de produits de base revendus			
Installations énergétiques de l'Ouest	(431)	(451)	(517)
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	(26)	(26)	(64)
	(457)	(477)	(581)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(220)	(179)	(215)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(38)	(39)	(39)
BAIIA comparable⁽¹⁾	413	460	618
Amortissement	(140)	(138)	(124)
BAII comparable⁽¹⁾	273	322	494

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

⁽²⁾ Comprend les centrales de Halton Hills, de Portlands Energy et de Carleton depuis respectivement septembre 2010, avril 2009 et novembre 2008.

⁽³⁾ Comprend les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité, de noir de carbone thermique et de soufre en 2008. Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente de gaz naturel aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est est présentée en tant que montant net dans les autres produits. Les résultats correspondants pour 2009 et 2008 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et reclassés dans les autres produits.

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

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾			
Exercices clos les 31 décembre	2010	2009	2008
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest	2 373	2 334	2 322
Installations énergétiques de l'Est	2 359	1 550	1 069
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	10 785	10 603	12 368
Autres achats	429	529	970
	15 946	15 016	16 729
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest	10 211	9 944	11 284
Installations énergétiques de l'Est	2 375	1 588	1 232
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	3 360	3 484	4 213
	15 946	15 016	16 729
Capacité disponible des centrales⁽²⁾			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽³⁾	95 %	93 %	87 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽⁴⁾	94 %	97 %	97 %

⁽¹⁾ Comprend les centrales de Halton Hills, de Portlands Energy et de Carleton depuis respectivement septembre 2010, avril 2009 et novembre 2008.

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

⁽³⁾ Exclut les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.

⁽⁴⁾ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible du fait que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

En 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 220 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 714 millions de dollars, soit respectivement 59 millions de dollars et 74 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits en 2009. Le recul provient surtout de la baisse des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble. Les prix réalisés ont subi l'incidence négative d'une baisse des prix contractuels en 2010 par rapport à 2009, attribuable à l'impact continu du ralentissement de l'économie nord-américaine et à certains arrêts d'exploitation imprévus survenus en 2010 pendant des périodes où les prix au comptant étaient élevés. En 2010, environ 25 % des volumes de l'électricité vendue des installations énergétiques de l'Ouest l'ont été sur le marché au comptant, contre 26 % en 2009.

En 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est et les produits des ventes d'électricité ont été de respectivement 231 millions de dollars et 330 millions de dollars, soit respectivement 11 millions de dollars et 49 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits en 2009. Ces hausses proviennent avant tout du résultat supplémentaire de Halton Hills et de Portland Energy, qui sont entrées en service respectivement en septembre 2010 et en avril 2009, annulées en partie par le recul des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour. Les résultats de la centrale de Bécancour sont conformes aux produits tirés de contrats prévus aux termes du contrat d'approvisionnement en électricité conclu initialement avec Hydro-Québec.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 220 millions de dollars en 2010, montant supérieur de 41 millions de dollars à celui de 2009 en raison, surtout, du combustible supplémentaire utilisé aux centrales de Portlands Energy et de Halton Hills.

En 2009, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 279 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 788 millions de dollars, soit respectivement à 231 millions de dollars et à 352 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits en 2008. Le recul provient avant tout de la baisse des prix réalisés dans leur ensemble sur les volumes moindres d'électricité vendus en raison du ralentissement économique. Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait en outre en 2008 un montant de 23 millions de dollars se rapportant aux ventes de soufre. Les achats de produits de base revendus ont reculé de 66 millions de dollars en 2009 comparativement à 2008, surtout à cause d'une diminution des volumes achetés et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. En 2009, environ 26 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant, contre 27 % en 2008.

En 2009, le BAIIA comparable et les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est se sont respectivement chiffrés à 220 millions de dollars et à 281 millions de dollars, soit à 73 millions de dollars et à 106 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits en 2008. Les hausses proviennent principalement du résultat supplémentaire de Portlands Energy et du parc de Carleton de Cartier énergie éolienne, qui sont entrés en service respectivement en avril 2009 et en novembre 2008, ainsi que de l'accroissement des produits tirés de contrats de la centrale de Bécancour.

Les autres produits et les autres achats de produits de base revendus ont été de respectivement 86 millions de dollars et 26 millions de dollars en 2009 comparativement à respectivement 138 millions de dollars et 64 millions de dollars en 2008. Ces changements en 2009 tiennent compte d'une diminution du prix du gaz naturel acheté à des fins d'exploitation et n'ayant pas été utilisé. En 2008, les autres produits comprenaient un montant de 23 millions de dollars se rapportant aux ventes de soufre.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 179 millions de dollars en 2009, montant inférieur de 36 millions de dollars à celui de 2008. La baisse s'explique avant tout par le recul des prix du gaz naturel des installations de l'Ouest, neutralisé en partie par le combustible supplémentaire utilisé à la centrale de Portlands Energy.

La capacité disponible moyenne des centrales des installations énergétiques de l'Ouest en 2010 s'est située autour de 95 %, contre 93 % en 2009 et 87 % en 2008. Les hausses constatées en 2010 et en 2009 s'expliquent surtout par la remise en service de la centrale de Cancarb en avril 2009.

Bruce Power Bruce Power est une centrale nucléaire située au nord-ouest de Toronto, en Ontario, qui regroupe Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs de 750 MW : deux en service et deux en cours de remise en état. L'exploitation commerciale des deux réacteurs en cours de remise en état devrait reprendre au premier et au troisième trimestres de 2012. Bruce B compte quatre réacteurs qui sont tous en exploitation à l'heure actuelle et qui présentent une capacité combinée de 3 200 MW. Au 31 décembre 2010, TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), fiducie créée par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), détenaient chacune une participation de 48,8 % dans Bruce A (48,8 % chacune en 2009; 48,9 % chacune en 2008). La participation restante de 2,4 % appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (« PWU »), à la Society of Energy Professionals Trust (« SEP ») et à Bruce Power Employee Investment Trust. Bruce A sous-loue, de Bruce B, les réacteurs 1 à 4 de Bruce A. TCPL, OMERS et Cameco Corporation détiennent une participation respective de 31,6 % dans Bruce B, qui vise les réacteurs 5 à 8 de même que l'infrastructure connexe. PWU et SEP possèdent la participation restante dans Bruce B.

Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de la quote-part revenant à TCPL des huit réacteurs de Bruce Power, dont six étaient en service.

Résultats de Bruce Power⁽¹⁾			
(Quote-part de TCPL)			
Exercices clos les 31 décembre			
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>			
	2010	2009	2008
Produits ⁽²⁾	862	883	785
Charges d'exploitation	(564)	(531)	(510)
BAIIA comparable⁽¹⁾	298	352	275
BAIIA comparable de Bruce A⁽¹⁾	91	48	78
BAIIA comparable de Bruce B⁽¹⁾	207	304	197
BAIIA comparable⁽¹⁾	298	352	275
Amortissement	(102)	(89)	(74)
BAII comparable⁽¹⁾	196	263	201
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ⁽³⁾			
Bruce A	81 %	78 %	82 %
Bruce B	91 %	91 %	87 %
Capacité cumulée de Bruce Power	88 %	87 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	60	56	91
Bruce B	70	45	100
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	64	82	27
Bruce B	34	47	65
Volume des ventes (en GWh)			
Bruce A	5 026	4 894	5 159
Bruce B	8 184	7 767	7 799
	13 210	12 661	12 958
Résultats par MWh			
Produits de Bruce A	65 \$	64 \$	62 \$
Produits de Bruce B ⁽⁴⁾	58 \$	64 \$	57 \$
Produits cumulés de Bruce Power	60 \$	64 \$	59 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant ⁽⁵⁾			
	82 %	43 %	33 %

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

⁽²⁾ Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 29 millions de dollars pour Bruce A en 2010 (34 millions de dollars en 2009; 30 millions de dollars en 2008). Comprend également, pour Bruce B, des pertes non réalisées de 6 millions de dollars attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction en 2010 (gains de 5 millions de dollars en 2009; pertes de 2 millions de dollars en 2008).

⁽³⁾ La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'exercice pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

⁽⁴⁾ Comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher, aux règlements de contrat et à la production réputée et tient compte des volumes associés à la production d'électricité et à la production réputée.

⁽⁵⁾ Toute la production de Bruce B est visée par le mécanisme de prix plancher, y compris les volumes vendus sur le marché au comptant.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a reculé de 54 millions de dollars pour s'établir à 298 millions de dollars en 2010 par rapport à 2009, compte tenu de l'incidence positive nette d'un paiement versé en 2010 par Bruce B à Bruce A au sujet de modifications apportées en 2009 à un contrat conclu avec l'OEO. L'incidence positive nette du paiement pour TCPL reflète le pourcentage supérieur de la participation de TCPL dans Bruce A.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est accrue de 43 millions de dollars pour atteindre 91 millions de dollars en 2010 comparativement à 2009. La progression est principalement attribuable au paiement reçu de Bruce B, à une baisse des charges d'exploitation parce que les jours d'arrêt d'exploitation ont été moins nombreux, de même qu'à la hausse des volumes.

Par rapport à 2009, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 97 millions de dollars pour s'établir à 207 millions de dollars en 2010. Le repli s'explique surtout par les prix inférieurs réalisés compte tenu des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés venus à échéance, le paiement versé à Bruce A et l'augmentation de la charge annuelle de location en 2010, partiellement contré par une hausse des volumes. Certaines dispositions du contrat de location conclu avec l'Ontario Power Generation prévoient une réduction de la charge annuelle de location si le prix moyen annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situe en deçà de 30 \$ le mégawattheure (« MWh »). Alors que la charge de location avait été réduite en 2009, elle ne l'a pas été en 2010 parce que le prix au comptant moyen annuel en Ontario a été de 36,25 \$ le MWh. Ce prix était passé de 48,83 \$ le MWh en 2008 à 29,52 \$ le MWh en 2009.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher visant Bruce B doivent être remboursés si le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Aucun montant constaté dans les produits, tant en 2010 qu'en 2009, n'a été remboursé. Bruce B n'avait constaté dans les produits aucun des paiements de soutien aux termes du mécanisme de prix plancher en 2008, puisque le prix moyen sur le marché au comptant avait dépassé le prix plancher.

L'amortissement de Bruce Power s'est accru de 13 millions de dollars en 2010 par rapport à l'accroissement de 15 millions de dollars constaté en 2009 comparativement à l'année précédente, en raison surtout de nouvelles immobilisations.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power avait progressé de 77 millions de dollars pour atteindre 352 millions de dollars en 2009, par rapport à 2008. La progression découle de l'augmentation des prix réalisés et de la réduction de la charge de location et est partiellement contrée par des volumes moindres et des charges d'exploitation plus élevées à Bruce A.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power a augmenté, passant de 12 661 GWh en 2009 à 13 210 GWh en 2010, en partie du fait de l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») qui, pendant certaines périodes en 2009, a mis un frein à la production de certains réacteurs de Bruce Power pour contribuer à résorber la charge de base excédentaire en Ontario. Pendant ces périodes imposées par l'IESO, Bruce Power a touché des paiements au titre de la production réputée aux prix du contrat avec l'OEO. En tenant compte de la production réputée, les réacteurs de Bruce A et de Bruce B ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 88 % en 2010, comparativement à 87 % en 2009 et à 86 % en 2008.

La capacité globale disponible des centrales en 2011 devrait se situer aux alentours de 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et à un peu moins de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Un arrêt d'exploitation d'environ une semaine est prévu pour le réacteur 3 de Bruce A en juillet 2011. Après obtention de l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, l'arrêt d'exploitation West Shift Plus, d'environ six mois prévu pour ce réacteur, commencerait vers le début de novembre 2011. L'arrêt d'exploitation West Shift Plus joue un rôle critique dans la stratégie adoptée pour prolonger la vie utile du réacteur 3 et constitue la suite du programme West Shift qui a été mené de manière réussie en 2009. En ce qui concerne Bruce B, un arrêt d'exploitation à des fins d'entretien préventif de trois semaines s'est amorcé le 1^{er} février 2011 pour le réacteur 8 et des arrêts d'environ sept semaines devraient commencer vers la mi-avril 2011 pour le réacteur 7 et vers la mi-octobre 2011 pour le réacteur 5.

Bruce A

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh. Ce prix est ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et les coûts de combustible sont récupérés auprès de l'OEO.

Prix fixe de Bruce A

	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2010 au 31 mars 2011	64,71 \$
Du 1 ^{er} avril 2009 au 31 mars 2010	64,45 \$
Du 1 ^{er} avril 2008 au 31 mars 2009	63,00 \$

Bruce B

Aux termes du contrat conclu par Bruce Power avec l'OEO, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B

	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2010 au 31 mars 2011	48,96 \$
Du 1 ^{er} avril 2009 au 31 mars 2010	48,76 \$
Du 1 ^{er} avril 2008 au 31 mars 2009	47,66 \$

Les rentrées de fonds découlant du mécanisme de prix plancher de Bruce B faisaient auparavant l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur toute la durée du contrat. En juillet 2009, le contrat conclu avec l'OEO a été modifié de sorte que les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher fassent l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix moyens mensuels sur le marché au comptant seulement au cours de chaque année civile.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels elle reçoit l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Par conséquent, le prix de 58 \$ le MWh réalisé par Bruce B en 2010 tient compte des produits constatés conformément au mécanisme de prix plancher et aux ventes contractuelles. En 2009 et en 2008, les prix réalisés s'étaient chiffrés respectivement à 64 \$ le MWh et à 57 \$ le MWh. La plupart des contrats conclus à des prix supérieurs au cours des années précédentes sont arrivés à échéance le 31 décembre 2010, ce qui devrait faire baisser davantage les prix réalisés de Bruce B au cours d'exercices futurs. Au 31 décembre 2010, Bruce B avait conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 500 GWh de sa production pour 2011 et 700 GWh de celle de 2012, ce qui représente la quote-part de TCPL.

Installations énergétiques situées aux États-Unis Les installations énergétiques situées aux États-Unis, qui comprennent Ravenswood, TC Hydro, Ocean State Power (« OSP ») et le projet éolien de Kibby, possèdent une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW. Située à Queens, dans l'État de New York, et acquise en août 2008, Ravenswood est une centrale électrique de 2 480 MW alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion, qui a la puissance nécessaire pour répondre à environ 20 % de la demande de pointe globale de la ville de New York. Les actifs de TC Hydro comprennent 13 centrales hydroélectriques qui regroupent au total 39 installations de production au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts avec une capacité de production totale de 583 MW. À 560 MW, la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'OSP est la plus grosse centrale du Rhode Island. Le projet éolien de Kibby est un parc éolien de 132 MW situé dans le Maine, dont la première étape, de 66 MW, a été mise en service en octobre 2009 et la deuxième, de 66 MW également, en octobre 2010.

Les installations énergétiques situées aux États-Unis concentrent leurs activités sur les marchés déréglementés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, dans l'État de New York et de PJM Interconnection et continuent d'accentuer leur présence en commercialisation et d'élargir leur clientèle. PJM Interconnection est une organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie des 13 États et du

district fédéral de Columbia. Les activités des installations énergétiques sont axées sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros de ces marchés. Pour réduire l'exposition aux fluctuations des prix au comptant, les ventes d'électricité sont couvertes par l'achat d'électricité ou du combustible requis pour produire de l'électricité dans les installations, ce qui permet de garantir une marge positive.

Le New York Independent System Operator (« NYISO ») a recours à un marché de capacité géographique qui a pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable. À l'heure actuelle, une série de ventes aux enchères de capacité à terme (« VECT ») volontaires et un processus obligatoire d'établissement des prix au comptant selon la courbe de demande servent à déterminer le prix payé aux fournisseurs de capacité. Il y a deux VECT annuelles sur six mois et 12 VECT mensuelles auxquelles la participation des acheteurs et des vendeurs est facultative. Toute la capacité disponible restante doit être offerte à l'une des ventes aux enchères au comptant mensuelles la semaine précédant le début du mois visé par la capacité. La vente aux enchères au comptant est autorisée à un prix qui est fonction d'une courbe de demande descendante, dont les paramètres sont établis par le NYISO et approuvés par la FERC. Chacune des trois régions de capacité définies a une courbe de demande distincte : Long Island, la ville de New York et le reste de l'État. La capacité de la centrale de Ravenswood se trouve dans la région de la ville de New York.

Le réseau commun de la Nouvelle-Angleterre a recours à un marché de capacité à terme (« MCT ») pour promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable. Ce marché de capacité a fonctionné de manière provisoire de 2007 à 2009. Aux termes du mécanisme, l'OSP et TC Hydro ont reçu des paiements de transition pendant cette période, conformément au règlement relatif au MCT approuvé par la FERC. Depuis juin 2010, le prix à l'égard de la capacité est déterminé au moyen de VECT annuelles concurrentielles, lesquelles ont lieu trois ans avant l'année visée par la capacité. Le résultat des futures VECT dépendra de la croissance de la demande réelle comparativement à la demande projetée, de la rapidité avec laquelle progressera l'aménagement de nouvelles ressources admissibles à de telles ventes ainsi que d'autres facteurs.

BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾⁽²⁾			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2010	2009	2008
Produits			
Installations énergétiques ⁽³⁾	1 090	742	1 143
Capacité	231	169	80
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	78	79	42
	1 399	990	1 265
Achats de produits de base revendus⁽³⁾			
Installations énergétiques	(543)	(309)	(510)
Autres ⁽⁵⁾	–	–	(257)
	(543)	(309)	(767)
Coûts d'exploitation des centrales et autres⁽⁴⁾			
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(32)	(40)	(38)
BAIIA comparable⁽¹⁾	303	170	218
Amortissement	(116)	(92)	(38)
BAII comparable⁽¹⁾	187	78	180

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

⁽²⁾ Comprend les installations des première et deuxième phases du projet éolien de Kibby et de Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009, d'octobre 2010 et d'août 2008.

⁽³⁾ Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis est présentée en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les résultats correspondants pour 2009 et 2008 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et des autres produits et reclassés dans les produits tirés des installations énergétiques.

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

⁽⁵⁾ Comprend le coût du gaz naturel excédentaire qui n'a pas été utilisé dans l'exploitation et qui a été acheté aux termes de contrats échus en 2008.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾			
Exercices clos les 31 décembre	2010	2009	2008
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	6 755	5 993	3 974
Achats	8 899	5 310	6 020
	15 654	11 303	9 994
Ventes			
Électricité vendue à contrat	14 485	10 205	9 758
Électricité vendue au comptant	1 169	1 098	236
	15 654	11 303	9 994
Capacité disponible des centrales⁽²⁾	86 %	79 %	75 %

⁽¹⁾ Comprend les installations des première et deuxième phases du projet éolien de Kibby et Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009, d'octobre 2010 et d'août 2008.

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

En 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 303 millions de dollars US, soit 133 millions de dollars US de plus que les 170 millions de dollars US inscrits en 2009. La hausse provient surtout de l'accroissement des produits de capacité, des volumes d'électricité supérieurs vendus sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York, de la réduction des coûts de location, du raffermissement des prix réalisés et du résultat supplémentaire du projet éolien de Kibby.

En 2010, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 1 090 millions de dollars US, une hausse de 348 millions de dollars US comparativement aux produits de 742 millions de dollars US constatés en 2009. La hausse s'explique avant tout par l'accroissement des volumes d'électricité vendus et des prix de l'électricité réalisés, ainsi que par les produits supplémentaires dégagés du projet éolien de Kibby. Les produits tirés de la capacité ont atteint 231 millions de dollars US en 2010, une progression de 62 millions de dollars US par rapport aux produits de 169 millions de dollars US comptabilisés en 2009. Cette progression, qui découle principalement des prix de la capacité supérieurs en raison de la mise hors service, prévue depuis longtemps et survenue à la fin de janvier 2010, d'une centrale appartenant à la New York Power Authority, a été en partie annulée par l'incidence de l'arrêt d'exploitation de l'unité 30 de Ravenswood, de septembre 2008 à mai 2009.

Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité se sont accrus de 234 millions de dollars US en 2010 par rapport à 2009, en grande partie du fait de la hausse des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes des engagements des installations énergétiques aux États-Unis visant la vente d'électricité à des clients des secteurs industriel, commercial et de gros de la Nouvelle-Angleterre.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts se sont accrus de 50 millions de dollars US en 2010 comparativement à 2009, en raison surtout de l'accroissement des volumes produits et des coûts du combustible, quelque peu atténué par la réduction des coûts de location.

L'amortissement, qui a augmenté de 24 millions de dollars US en 2010 par rapport à 2009, tient compte de l'amortissement sur un exercice complet de la première étape du projet éolien de Kibby.

En 2009, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 170 millions de dollars US, soit 48 millions de dollars US de moins que les 218 millions de dollars US inscrits en 2008. La baisse provient surtout du recul des prix de l'électricité et des marges réalisées sur les ventes d'électricité en Nouvelle-Angleterre, atténuée en partie par l'avantage que procurent les activités de couverture à terme. Les prix réalisés inférieurs sont attribuables au ralentissement économique allié à des conditions météorologiques plus clémentes. Les baisses ont été en partie neutralisées par un produit supplémentaire réalisé sur les ventes contractuelles dont le prix sur le marché au comptant a été supérieur à la moyenne en Nouvelle-Angleterre et l'exploitation pendant l'exercice complet de la centrale de Ravenswood, acquise en août 2008. Le 31 décembre 2008, Ravenswood s'est acquittée de ses engagements aux termes d'un contrat d'achat ferme conclu avec une tierce partie qui était en place au moment de son acquisition.

La capacité disponible des centrales des installations énergétiques aux États-Unis a atteint 86 % en 2010, comparativement à 79 % en 2009 et à 75 % en 2008. Les fluctuations de la capacité disponible tiennent surtout à l'arrêt d'exploitation imprévu de l'unité 30 de Ravenswood de septembre 2008 à mai 2009.

En 2010, 7 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 10 % en 2009. En date du 31 décembre 2010, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 11 400 GWh d'électricité pour 2011 et 6 600 GWh pour 2012, notamment des contrats financiers. Certains volumes contractuels dépendent du taux d'utilisation des clients. Au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrat varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs.

Stockage de gaz naturel TCPL détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 129 Gpi³ en Alberta, dont une participation de 60 % dans CrossAlta, un exploitant indépendant d'installations de stockage, et a conclu des contrats avec un tiers en vue de profiter, en Alberta, d'une capacité de stockage à long terme, lesquels viendront à échéance en 2030 sous réserve du non-exercice de droits de résiliation anticipée en 2015.

Capacité de stockage de gaz naturel		
	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi ³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi ³ /j)
Edson	50	725
CrossAlta ⁽¹⁾	41	550
Stockage d'un tiers	38	630
	129	1 905

⁽¹⁾ Représente la participation de 60 % de TCPL dans CrossAlta. La capacité de stockage aménagée de gaz naturel varie en fonction de la quantité de gaz de base dans l'installation.

La capacité de stockage de gaz naturel de la société aide à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre à des besoins commerciaux et pourrait jouer un rôle prépondérant lorsque des ressources gazières supplémentaires seront raccordées aux marchés nord-américains. Les activités de stockage de gaz naturel du secteur de l'énergie sont indépendantes de celles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée de TCPL et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, qui font partie du secteur des gazoducs.

TCPL gère l'exposition de ses actifs non réglementés de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant une couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de capacité de stockage auprès de tiers, ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusif.

Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et les installations de stockage de TCPL permettent aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. Au 31 décembre 2010, TCPL avait conclu des contrats pour environ 56 %, en 2011, et 27 %, en 2012, de la capacité de stockage aménagée de gaz naturel, laquelle totalise 129 Gpi³. Le résultat découlant des contrats de capacité de stockage auprès de tiers est constaté sur la durée des différents contrats.

Les opérations liées aux stocks de gaz naturel exclusif comprennent un achat à terme pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir des marges positives futures, ce qui élimine son exposition aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel. La nature saisonnière des activités de stockage de gaz naturel donne généralement lieu à des produits supérieurs en hiver.

Le BAIIA comparable tiré du stockage du gaz naturel s'est chiffré à 132 millions de dollars en 2010, contre 164 millions de dollars en 2009. Le repli de 32 millions de dollars du BAIIA est principalement attribuable au recul des produits tirés du stockage exclusif et de tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel. Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'était élevé à 164 millions de dollars en 2009, contre 138 millions de dollars en 2008. La progression en 2009 est principalement attribuable à l'accroissement des produits tirés du stockage provenant de l'élargissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel.

Expansion des affaires Les pertes au titre du BAIIA comparable découlant de l'expansion des affaires ont diminué de 5 millions de dollars en 2010 par rapport à 2009, et avaient reculé de 15 millions de dollars en 2009 comparativement à 2008, en raison surtout du moment où ont été constatées des charges liées à certains projets importants.

ÉNERGIE – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

Bruce Power Aux termes de l'accord de remise à neuf de Bruce Power (« ARNBP ») de 2005 conclu entre Bruce Power et l'OEO, Bruce A a pris l'engagement de remettre à neuf et en service les réacteurs 1 et 2 en plus de remettre à neuf les réacteurs 3 et 4 déjà en service, sous certaines conditions.

En août 2007, Bruce Power et l'OEO ont convenu de modifier l'ARNBP afin de rendre plus exhaustive la remise à neuf envisagée pour le réacteur 4.

En juillet 2009, Bruce Power et l'OEO ont convenu d'apporter à l'ARNBP les modifications suivantes.

- L'exigence d'assujettissement à un remboursement au cours d'exercices ultérieurs des paiements nets annuels reçus conformément au mécanisme de prix plancher de Bruce B est éliminée, les montants ainsi reçus au cours d'une année civile n'étant plutôt assujettis à un remboursement que si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant pour l'année en question est supérieur au prix plancher.
- Bruce Power recevra de l'OEO des paiements au titre de la production réputée aux prix prévus au contrat si la production de Bruce Power devait être réduite en raison de coupures sur le réseau contrôlé par l'IESO en Ontario.
- Les modalités de l'ARNBP d'origine, à l'effet que les paiements de soutien cumulatifs reçus pour Bruce A, qui correspondent à la différence entre les prix fixes aux termes de l'ARNBP et les prix sur le marché au comptant, seraient plafonnés à 575 millions de dollars jusqu'à la remise en service des réacteurs 1 et 2, sont remplacées de manière à éliminer le plafond de 575 millions de dollars à l'égard de tels paiements de soutien, tout en stipulant que ces paiements seraient suspendus si les réacteurs 1 et 2 n'étaient pas en exploitation commerciale au 31 décembre 2011.
- Le barème de partage des coûts en capital visant la remise en état et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A a été modifié pour supprimer l'exigence voulant que l'OEO partage tous les coûts, pour les réacteurs 1 et 2, supérieurs à 3,4 milliards de dollars. Auparavant, l'OEO était responsable de 25 % des coûts de remise à neuf supérieurs à 3,4 milliards de dollars, dont il devait s'acquitter par la voie d'un ajustement futur au prix fixe versé à Bruce Power pour l'électricité produite par les réacteurs de Bruce A.

En février 2011, l'ARNBP a cette fois été modifiée de la façon suivante.

- La date à laquelle les paiements de soutien seraient suspendus à l'égard de la production de Bruce A a été reportée du 31 décembre 2011 au 1^{er} juin 2012. Par conséquent, c'est à compter du 1^{er} juin 2012 que la totalité de la production de Bruce A sera payée aux prix sur le marché au comptant jusqu'à la remise en service des deux réacteurs 1 et 2.
- Les coûts engagés par Bruce A en rapport avec la mise en œuvre de programmes de combustible sont recouverts.

Les travaux de remise à neuf des réacteurs 1 et 2 ont atteint un jalon important en décembre 2010 alors qu'à toutes fins pratiques Énergie atomique du Canada limitée (« EACL ») a terminé le travail sur le réacteur 2, ce qui a été à l'origine d'une diminution substantielle de son effectif et lui a permis de se concentrer sur l'installation des canaux de combustible du réacteur 1, sa dernière tâche à accomplir. Il est prévu que l'EACL terminera l'installation des canaux de combustible du réacteur 1 au deuxième trimestre 2011.

Sous réserve de l'obtention des approbations requises au titre de la réglementation, Bruce Power prévoit charger le combustible dans le réacteur 2 au deuxième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice avec le réseau électrique d'ici la fin de 2011. L'entrée en exploitation commerciale est attendue au premier trimestre de 2012. Bruce Power prévoit charger le combustible dans le réacteur 1 au troisième trimestre de 2011 et réaliser une première synchronisation de la génératrice avec le réseau électrique au premier trimestre de 2012. L'entrée en exploitation commerciale est attendue au troisième trimestre de 2012. La mise en service de la centrale et les essais sont en cours, et le rythme s'accéléra au deuxième trimestre de 2011 alors que les travaux de construction seront à toutes fins pratiques achevés. Il est prévu que la quote-part de TCPL à l'égard du coût en capital total sera d'environ 2,4 milliards de dollars.

Au 31 décembre 2010, Bruce A avait engagé des coûts de quelque 4,0 milliards de dollars pour la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,3 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

Halton Hills La centrale de Halton Hills, d'une valeur de 700 millions de dollars, est entrée en exploitation le 1^{er} septembre 2010, dans le respect du calendrier et du budget. L'électricité produite par cette centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel, à Halton Hills, en Ontario, est vendue à l'OEO aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans.

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

Projet éolien de Kibby La deuxième phase du projet éolien de Kibby, d'une puissance de 66 MW avec ses 22 nouvelles éoliennes érigées avant la date envisagée à l'origine et sans dépasser le budget prévu, est entrée en service en octobre 2010. Les deux phases du projet ont une capacité de production globale de 132 MW et les coûts en immobilisations ont totalisé 350 millions de dollars US. Une tranche de 30 MW de l'énergie produite par le projet éolien de Kibby, avec les crédits d'énergie renouvelable correspondants, a été vendue à des prix fixes pour dix ans. La première phase du projet a donné droit à des encouragements gouvernementaux d'un montant total de 44 millions de dollars US versés dans le cadre d'un programme fédéral américain de mesures de stimulation. La deuxième phase devrait elle aussi donner droit à de tels paiements.

Sundance A Le 8 février 2011, TCPL a reçu de TransAlta Corporation (« TransAlta ») un avis aux termes de la CAE de Sundance A l'informant que TransAlta avait déterminé que les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance ne peuvent pas être réparés, remplacés, reconstruits ou remis à neuf de façon rentable et que TransAlta cherchait par conséquent à mettre fin à la CAE relativement à cet égard. TCPL n'a reçu aucun renseignement qui lui permettrait de valider la décision de TransAlta quant au fait que les groupes électrogènes ne peuvent être remis en état de façon rentable.

TCPL dispose de dix jours ouvrables depuis la date de l'avis de TransAlta pour accepter ou contester la décision de TransAlta préconisant que les groupes électrogènes 1 et 2 ne peuvent être réparés, remplacés, reconstruits ou remis à neuf de façon rentable. TCPL évaluera toute information communiquée par TransAlta au cours de cette période de dix jours. Si TCPL conteste la décision de TransAlta, cette question sera résolue au moyen de la procédure de résolution des conflits aux termes de la CAE.

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance ont été mis hors service pour être soumis à des tests. En janvier 2011, ces mêmes groupes ont fait l'objet d'un cas de force majeure invoqué par TransAlta aux termes de la CAE. TCPL n'a pas obtenu suffisamment d'information pour évaluer le cas de force majeure invoqué par TransAlta et la société a par conséquent constaté les produits tirés de la CAE comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal.

Sundance B Au deuxième trimestre de 2010, Sundance B a connu une situation donnant lieu à un arrêt d'exploitation imprévu du groupe électrogène 3 lié à une panne mécanique de certaines composantes du groupe que l'exploitant de l'installation, TransAlta, a jugé être un cas de force majeure. TCPL n'a reçu aucun renseignement qui lui permettrait de valider le cas de force majeure, et la société a par conséquent constaté les produits aux termes de la CAE comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal. TCPL entend se prévaloir des recours disponibles aux termes de la CAE.

Coolidge Au 31 décembre 2010, la construction de la centrale de Coolidge de 500 millions de dollars US située près de Phoenix, en Arizona, était achevée à environ 95 %, et les activités de mise en service l'étaient à quelque 80 %. La centrale de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel d'une puissance de 575 MW devrait entrer en service au deuxième trimestre de 2011. Toute l'électricité qu'elle produira sera vendue à Salt River Project Agricultural Improvement and Power District sise à Phoenix, en Arizona, dans le cadre d'une CAE de 20 ans.

Cartier énergie éolienne Les travaux de construction au parc éolien de Gros-Morne, d'une puissance de 212 MW, et à celui de Montagne-Sèche, d'une puissance de 58 MW, se sont poursuivis tout au long de 2010. Le projet de Montagne-Sèche et la première phase, de 101 MW, du projet de Gros-Morne devraient être en exploitation d'ici la fin de 2011. La deuxième phase, de 111 MW, du projet de Gros-Morne devrait l'être d'ici la fin de 2012. Gros-Morne et Montagne-Sèche sont les quatrième et cinquième parcs éoliens de Cartier énergie éolienne au Québec. À la conclusion

des travaux, Cartier énergie éolienne, société dans laquelle TCPL détient une participation de 62 %, sera en mesure de produire 590 MW d'électricité. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec au titre d'une CAE de 20 ans.

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

Ravenswood Après la conclusion de l'acquisition de Ravenswood, TCPL a connu une situation l'obligeant à mettre hors service l'unité 30 de cette centrale, d'une puissance de 972 MW. L'unité a été remise en exploitation en mai 2009. Les assureurs auxquels ont été présentées des demandes d'indemnisation pour interruption de la production et dommages physiques n'ont versé aucune indemnité. TCPL a intenté une action contre les assureurs afin de se prévaloir de ses droits aux termes des polices d'assurance souscrites. Les discussions visant à trouver un terrain d'entente au sujet du litige n'ont pas porté fruit et l'instance suit son cours.

Projets de lignes de transport d'électricité En mai 2010, TCPL a mené à terme un appel de soumissions fructueux pour le projet de lignes de transport d'électricité Zephyr (« Zephyr ») qui a été à l'origine d'ententes signées pour la capacité totale d'énergie éolienne, soit 3 000 MW, avec des sociétés de mise en valeur d'énergie renouvelable du Wyoming. La société doit profiter de l'appui des principaux marchés et d'un cadre de réglementation favorable avant d'entreprendre des activités de sélection d'un site et d'obtention de permis de construction. TCPL prévoit décider en 2011 si elle entend aller de l'avant avec le projet. Le projet Zephyr, qui prévoit l'aménagement d'une ligne de 500 kilovolts de courant continu à haute tension d'une longueur de 1 609 kilomètres (1 000 milles), devrait coûter près de 3 milliards de dollars US, et entrer en exploitation commerciale vers la fin de 2016 ou au début de 2017 s'il se concrétise.

En décembre 2010, TCPL a mis un terme à l'appel de soumissions à l'égard du projet de ligne de transport d'électricité Chinook (« Chinook ») sans allouer de capacité à des expéditeurs du Montana. TCPL continue de travailler au projet et poursuivra ses discussions avec des sociétés de mise en valeur d'énergie éolienne du Montana et d'autres participants commerciaux afin de mieux cerner leurs besoins futurs de transport. Il est prévu que le projet Chinook, ligne de 500 kilovolts de courant continu à haute tension d'une longueur de 1 609 kilomètres (1 000 milles), coûtera autour de 3 milliards de dollars US.

ÉNERGIE – RISQUES D'ENTREPRISE

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché TCPL mène ses activités sur les marchés concurrentiels du gaz naturel et de l'électricité en Amérique du Nord. L'instabilité des prix de l'électricité et du gaz naturel dépend notamment des fluctuations de l'offre et de la demande et de la conjoncture économique générale. Les ventes d'électricité sur le marché au comptant de volumes non visés par des contrats peuvent être touchées par l'instabilité des prix, ce qui influe directement sur le résultat. Afin d'atténuer un tel risque, une grande partie de l'offre de l'entreprise d'énergie est réservée pour répondre aux exigences de contrats de vente à moyen ou à long terme, mais une partie est conservée en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et pour se doter d'une souplesse opérationnelle accrue dans la gestion du portefeuille des actifs détenus en propriété exclusive par la société. La partie de l'électricité ainsi conservée est ensuite vendue par la voie de contrats à plus court terme ou sur le marché au comptant et est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché. En outre, à l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats à terme sont signés aux prix qui prévalent alors sur le marché.

Les volumes de Bruce B sont assujettis à un mécanisme de prix plancher. Lorsque le prix sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher, les volumes de Bruce B non visés par des contrats sont asservis à la volatilité des prix sur le marché au comptant. Lorsque ces prix sont inférieurs au prix plancher, c'est ce dernier que Bruce B reçoit pour toute sa production. Le résultat de Bruce B pendant une telle période continue néanmoins de dépendre des variations des prix sur le marché au comptant au moment du règlement des ventes visées par des contrats à prix fixe. Pour la plupart, les

contrats de vente à Bruce B sont arrivés à échéance le 31 décembre 2010. Toute la production de Bruce A est vendue sur le marché de gros au comptant de l'Ontario aux termes de contrats à prix fixe conclus avec l'OEO, et l'intégralité des volumes des installations énergétiques de l'Est vendus le sont au titre de contrats à long terme. Tel qu'il a été mentionné, toute la production de Bruce A après le 1^{er} juillet 2012 sera assujettie aux prix du marché au comptant si les réacteurs 1 et 2 ne sont pas tous deux en exploitation à cette date, et ce, jusqu'à ce que les deux réacteurs soient en exploitation.

Le secteur du stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie est assujetti aux fluctuations attribuables aux écarts saisonniers pour le gaz naturel, habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. Par conséquent, la société assure la couverture de sa capacité au moyen d'un portefeuille de contrats de vente de capacité ainsi qu'au moyen d'achats et de ventes de gaz naturel exclusif.

Paiements de capacité Les paramètres qui orientent les prix de la capacité pour les installations énergétiques des États-Unis sont périodiquement ajustés et subissent l'influence d'un certain nombre de facteurs, notamment les coûts associés à l'entrée sur le marché, dont tiennent compte les courbes de la demande administrativement établies, l'offre disponible et les variations de la demande prévue. Le repli de l'économie a entraîné une diminution de la demande qui, avec l'accroissement de l'offre, a été à l'origine de pressions à la baisse sur les prix de la capacité. Le 28 janvier 2011, la FERC a rendu une décision sur une demande tarifaire présentée par le NYISO en rapport avec l'ajustement périodique des courbes de la demande. La FERC a rendu plusieurs décisions au sujet de ces courbes de la demande et a instruit le NYISO d'apporter des révisions dans un document de conformité devant être déposé d'ici le 29 mars 2011. La décision de la FERC donnera vraisemblablement lieu à des courbes de la demande plus prononcées qui pourraient influencer favorablement sur les prix de la capacité, mais jusqu'au dépôt du document de conformité et à la finalisation d'ordonnances supplémentaires de la FERC après leur délivrance, l'incidence sur les prix de la capacité demeurera incertaine.

Capacité disponible des centrales L'optimisation et le maintien de la capacité disponible des centrales sont essentiels au succès soutenu de l'entreprise d'énergie. Des niveaux de rendement élevés sont atteints en ayant recours à des programmes exhaustifs d'entretien préventif fondés sur le risque alliés à des dépenses prudentes d'exploitation et d'investissement ainsi qu'à une main-d'œuvre compétente. Les obligations contractuelles des fournisseurs d'électricité à TCPL aux termes des CAE de Sundance et de Sheerness atténuent encore davantage les risques, notamment compte tenu du paiement de pénalités fondées sur les prix du marché en rapport avec la capacité disponible requise, et aussi en raison du partage des risques d'exploitation avec l'acheteur conformément aux modalités de certains contrats de vente. Si un fournisseur d'électricité aux termes d'une CAE devait déclarer un cas de force majeure reconnu, TCPL n'aurait pas droit aux pénalités fondées sur les prix du marché pour la durée du cas de force majeure reconnu et les paiements de capacité mensuels au fournisseur seraient alors éliminés durant la même période. Des arrêts d'exploitation pour entretien correctif, y compris les retards imprévus prolongeant les arrêts d'exploitation pour entretien préventif, pourraient causer une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes, une réduction des paiements de capacité et des marges, ainsi qu'un accroissement des frais d'entretien. Il arrive parfois que des interruptions d'exploitation imprévues nécessitent l'achat d'électricité ou de gaz naturel aux prix du marché afin de permettre en tout temps à TCPL de répondre à ses obligations contractuelles.

Conditions météorologiques Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes, en Amérique du Nord et dans le golfe du Mexique, sont souvent à l'origine de prix volatils et d'une demande variable d'électricité et de gaz naturel. Ces conditions peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel. En outre, les variations saisonnières de la température peuvent avoir des répercussions sur l'efficacité et la capacité de production des centrales alimentées au gaz naturel. La variabilité des régimes éoliens peut pour sa part avoir une incidence sur le résultat des actifs éoliens de l'entreprise d'énergie.

Hydrologie La production d'électricité de TCPL est soumise à des risques liés à l'hydrologie compte tenu des installations de production hydroélectriques qu'elle possède dans le Nord-Est des États-Unis. L'évolution des conditions et les phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale, ainsi que les ruptures possibles de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont, présentent des risques pour la société.

Coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis Les programmes de travaux de construction de l'entreprise d'énergie au Québec, en Arizona et en Ontario, y compris la participation dans Bruce Power, sont soumis à des risques liés aux coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis.

Réglementation des marchés de l'électricité TCPL exerce ses activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé de l'électricité. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation des centrales de TCPL. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, d'imputations inéquitables de coûts aux producteurs ou de tentatives par des tiers de prendre des mesures hors du marché visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix à l'égard de la capacité de production, ou de l'électricité produite, ou des deux. En outre, les projets d'aménagement de TCPL sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. TCPL continue de surveiller les questions liées à la réglementation et à sa réforme, et d'y participer activement.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques et sur la gestion de ces risques dans l'entreprise d'énergie.

ÉNERGIE – PERSPECTIVES

TCPL s'attend que les résultats découlant des activités de l'entreprise d'énergie en 2011 soient pour l'essentiel comparables à ceux de 2010. Il faudra alors tenir compte de l'incidence positive du résultat sur un exercice complet de Halton Hills et du projet éolien de Kibby, ainsi que du résultat sur une partie de l'exercice de Coolidge, dont la mise en exploitation est prévue pour le deuxième trimestre de 2011. La production de ces centrales, au même titre qu'une partie importante de celle d'autres éléments d'actif de l'entreprise d'énergie, est vendue par la voie de contrats à long terme et procure une base de résultat stable pour le secteur.

La société s'attend que l'incidence positive sur le résultat de l'entrée en service de ces nouveaux éléments d'actif soit tempérée par les résultats d'installations de l'entreprise d'énergie dont la production est vendue au titre d'ententes à court terme ou aux prix du marché au comptant. Il est prévu que ces installations soient davantage touchées par la situation économique actuelle, qui continue d'avoir une incidence négative sur la demande, les liquidités et les prix des produits de base ainsi que de la capacité.

La capacité disponible des centrales, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, les oscillations des monnaies et la stabilité générale du secteur de l'énergie constituent d'autres facteurs qui peuvent aussi influencer sur le BAII en 2011. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie – Risques d'entreprise » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces facteurs et d'autres touchant les perspectives de l'entreprise d'énergie.

Dépenses en immobilisations Les dépenses en immobilisations de l'entreprise d'énergie en 2010 ont totalisé 1,1 milliard de dollars. Au total, en 2011, pour la même entreprise, ces dépenses devraient être d'environ 1,0 milliard de dollars, y compris les apports de capitaux pour le projet de remise à neuf et en service de Bruce A ainsi que pour la poursuite des travaux à l'égard de Coolidge et de Cartier énergie éolienne.

SIÈGE SOCIAL

En 2010, la perte au titre du BAII comparatif pour le secteur du siège social s'est établie à 99 millions de dollars, contre 117 millions de dollars en 2009 et 104 millions de dollars en 2008. La baisse de la perte en 2010 découle surtout du repli des frais de soutien et autres coûts du secteur du siège social. L'augmentation en 2009 par rapport à 2008 découlait principalement de la hausse des coûts des services de soutien compte tenu de l'accroissement des actifs.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

INTÉRÊTS DÉBITEURS			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾			
Libellée en dollars CA	514	548	523
Libellée en dollars US	680	645	479
Change	20	92	36
	1 214	1 285	1 038
Intérêts divers et amortissement	127	59	65
Intérêts capitalisés	(587)	(358)	(141)
	754	986	962

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

Les intérêts débiteurs en 2010 ont diminué de 232 millions de dollars et se sont ainsi établis à 754 millions de dollars alors qu'ils atteignaient 986 millions de dollars en 2009. Toujours par rapport à 2009, les intérêts sur les titres d'emprunt libellés en dollars CA en 2010 ont diminué, principalement en raison de l'arrivée à échéance de certains de ces titres. À l'inverse, pendant cette même période de comparaison de 2009 à 2010, les intérêts sur les titres d'emprunt libellés en dollars US ont augmenté à la suite de l'émission de nouveaux titres d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US en septembre 2010, de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010 et de 2,0 milliards de dollars US en janvier 2009. Cette augmentation a été partiellement neutralisée par le fléchissement du dollar US. En 2010, les intérêts divers et l'amortissement ont été négativement touchés par la hausse des charges liées au financement à l'égard de facilités de crédit confirmées et par l'accroissement des pertes découlant de la variation de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de TCPL aux variations des taux d'intérêts, même si, pour la plupart, ces instruments dérivés ont été réglés avant le 31 décembre 2010. Les intérêts débiteurs ont profité d'une plus forte capitalisation des intérêts en 2010 compte tenu de l'élargissement du programme de dépenses en immobilisations de la société, surtout pour la construction du pipeline Keystone et la remise à neuf et en service de Bruce A.

Les intérêts débiteurs en 2009 avaient atteint 986 millions de dollars, supérieurs de 24 millions de dollars aux 962 millions de dollars inscrits en 2008. La progression rendait compte de l'émission de nouveaux titres d'emprunt libellés en dollars canadiens de 700 millions de dollars en février 2009 et de 500 millions de dollars en août 2008. Les intérêts sur les titres d'emprunt libellés en dollars US avaient aussi augmenté en 2009 comparativement à 2008 en raison de l'émission de nouveaux titres de 2,0 milliards de dollars US en janvier 2009 et de 1,5 milliard de dollars US en août 2008. En outre, le raffermissement du dollar US en 2009 par rapport à 2008 avait eu une incidence sur les titres d'emprunt libellés en dollars US qui avait fait augmenter les intérêts débiteurs. Les hausses des intérêts débiteurs avaient été en grande partie neutralisées par la plus forte capitalisation des intérêts en 2009 en rapport avec l'élargissement du programme de dépenses en immobilisations de la société, surtout pour la construction de Keystone, l'acquisition de la participation que ConocoPhillips détenait encore dans Keystone, et la remise à neuf et en service de Bruce A.

En 2010, les intérêts créditeurs et autres ont été de 94 millions de dollars, contre 119 millions de dollars en 2009 et 42 millions de dollars en 2008. Les variations d'un exercice à l'autre rendent compte de l'incidence positive du fléchissement du dollar US au moment de la conversion des soldes du fonds de roulement en dollars US tout au long de chaque exercice. L'augmentation en 2009 par rapport à 2008 était en outre attribuable à l'accroissement des gains à l'égard des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change.

Les impôts sur le bénéfice ont été respectivement de 365 millions de dollars, 376 millions de dollars et 591 millions de dollars en 2010, 2009 et 2008. Le retranchement de 11 millions de dollars en 2010 par rapport à 2009 est principalement le résultat d'une diminution du bénéfice avant les impôts, partiellement neutralisé par des ajustements d'impôts favorables qui avaient réduit les impôts sur le bénéfice en 2009, notamment de 30 millions de dollars à la suite de la réduction des taux d'imposition des sociétés en Ontario. En 2010, la société a constaté des économies d'impôts exigibles avec provision pour impôts futurs compensatoire en raison de l'amortissement imprévu aux fins des impôts sur le bénéfice aux États-Unis des actifs de Keystone mis en service le 30 juin 2010. La diminution de

215 millions de dollars en 2009 comparativement à 2008 était surtout le résultat d'une réduction du bénéfice avant les impôts, d'un plus grand allègement des impôts sur le bénéfice compte tenu des différences entre les taux d'imposition, et d'ajustements favorables d'impôts en 2009.

En 2010, les participations sans contrôle ont été de 93 millions de dollars, contre 74 millions de dollars en 2009 et 108 millions de dollars en 2008. L'augmentation de 19 millions de dollars en 2010 comparativement à 2009 est surtout attribuable à la progression du résultat de Pipelines LP en raison de l'accroissement des produits pour Northern Border et de l'acquisition de North Baja en 2009, et a été partiellement neutralisée par l'incidence du fléchissement du dollar US en 2010. La diminution en 2009 par rapport à 2008 était principalement attribuable à la tranche des participations sans contrôle à l'égard des distributions touchées par Portland en 2008 dans le cadre de la faillite de Calpine et elle a été compensée en partie par le meilleur résultat de Pipelines LP et par l'incidence du raffermissement du dollar US en 2009.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

La situation financière de TCPL et sa capacité à générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long terme, en plus de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. La situation de trésorerie de TCPL continue d'être solide, appuyée par des flux de trésorerie liés à l'exploitation hautement prévisibles, par des soldes de caisse élevés découlant d'émissions d'actions ordinaires et de titres d'emprunt, et par des lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et 800 millions de dollars US arrivant à échéance respectivement en novembre 2011, décembre 2012 et décembre 2012. Ces facilités appuient les programmes de papier commercial de la société. En outre, au 31 décembre 2010, la quote-part de TCPL de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL s'établissait à 111 millions de dollars et les échéances tombaient en 2011 et en 2012. Toujours au 31 décembre 2010, TCPL disposait encore de fonds 2,0 milliards de dollars et 1,75 milliard de dollars US, respectivement en titres d'emprunt au Canada et aux termes de ses prospectus préalables aux États-Unis. Les risques à l'égard de la situation de trésorerie de TCPL, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

SOMMAIRE DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009	2008
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	3 279	3 044	2 992
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(256)	(88)	128
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 023	2 956	3 120

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

POINTS SAILLANTS

Activités d'investissement

- Pour la période de trois ans se terminant le 31 décembre 2010, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, ont totalisé environ 18 milliards de dollars.

Dividendes

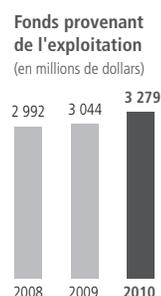
- Le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011, un dividende d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2011. Le dividende est payable le 29 avril 2011. Le conseil a également déclaré un dividende de 0,70 \$ par action pour la période close le 30 avril 2011 sur les actions privilégiées.

de série U et de série Y de TCPL. Le dividende est payable le 2 mai 2011 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mars 2011.

FLUX DE TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés à l'exploitation Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont été de 3,0 milliards de dollars en 2010 comparativement à 3,0 milliards de dollars en 2009 et à 3,1 milliards de dollars en 2008. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation rendent compte des fonds provenant de l'exploitation, déduction faite des variations du fonds de roulement d'exploitation.

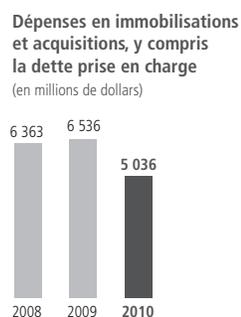
Fonds provenant de l'exploitation



Les fonds provenant de l'exploitation en 2010 ont atteint 3,3 milliards de dollars, contre 3,0 milliards de dollars en 2009 et 3,0 milliards de dollars en 2008. La hausse de 2010 par rapport à 2009 est surtout le résultat d'économies d'impôts sur le bénéfice attribuable à l'amortissement imprévu aux fins des impôts sur le bénéfice aux États-Unis des actifs de Keystone mis en service le 30 juin 2010 et à l'augmentation de la trésorerie générée par le résultat. La hausse de 2008 à 2009 était surtout attribuable à l'accroissement de la trésorerie générée par le résultat, partiellement neutralisée par le relèvement des cotisations au régime de retraite en 2009 et les distributions de 152 millions de dollars après les impôts dans le cadre de la faillite de Calpine en 2008.

Au 31 décembre 2010, le passif à court terme de TCPL atteignait 5,7 milliards de dollars alors que son actif à court terme s'établissait à 4,6 milliards de dollars pour un manque au fonds de roulement de 1,1 milliard de dollars. Exclusion faite de billets payables totalisant 2,1 milliards de dollars, aux termes du programme de papier commercial de la société, et des retraits sur ses facilités de crédit, le fonds de roulement s'établissait à 1,0 milliard de dollars. La société gère son fonds de roulement compte tenu de sa capacité à générer des flux de trésorerie liés à de l'exploitation ainsi que de son accès continu aux marchés financiers.

Activités d'investissement



Les dépenses en immobilisations ont été de 5,0 milliards de dollars en 2010, contre 5,4 milliards de dollars en 2009 et 3,1 milliards de dollars en 2008. En 2010, 2009 et 2008, les dépenses visaient surtout la construction de Keystone, la remise à neuf et en service de Bruce A, d'autres chantiers devant aboutir à de nouveaux pipelines et de nouvelles centrales, et l'agrandissement et l'entretien de pipelines existants.

En août 2009, la société avait acheté la participation restante de quelque 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars US. Au cours des sept premiers mois de 2009, TCPL avait financé seule les apports de capitaux pour Keystone à hauteur de 1,3 milliard de dollars, ce qui avait été à l'origine de l'acquisition, par la société, d'une participation supplémentaire d'environ 18 % en contrepartie de 313 millions de dollars. En 2008, la société avait financé seule les apports de capitaux à hauteur de 362 millions de dollars, ce qui avait été à l'origine de l'acquisition d'une participation supplémentaire d'autour de 12 % en contrepartie de 176 millions de dollars. Au 31 décembre 2008, la participation de TCPL dans Keystone était d'approximativement 62 %.

En août 2008, TCPL avait acquis de National Grid plc la centrale de Ravenswood en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US.

Activités de financement

En 2010, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 2,4 milliards de dollars et sa quote-part des titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises était de 177 millions de dollars. Toujours en 2010, la société a réduit sa dette à long terme de 494 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises de 254 millions de dollars, et elle a haussé le montant des billets à payer de 474 millions de dollars. Ces activités de financement sont décrites plus loin.

Au 31 décembre 2010, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisant 5,1 milliards de dollars à l'appui de ses programmes de papier commercial et à des fins générales. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

- une facilité de crédit de renouvelable consortiale confirmée de 2,0 milliards de dollars échéant en décembre 2012 qui était entièrement disponible au 31 décembre 2010;
- une facilité de crédit renouvelable consortiale confirmée de 300 millions de dollars US échéant en février 2013 qui fait partie d'une facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada Pipeline USA Ltd. (« TCPL USA ») constituée en 2007 en vue du financement partiel de l'acquisition d'ANR et d'un accroissement de la participation dans Great Lakes, et dont tous les fonds avaient été prélevés au 31 décembre 2010;
- une facilité de crédit de TransCanada Keystone Pipeline, L.P. consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de 1,0 milliard de dollars US échéant en novembre 2011, avec possibilité de report d'un an au gré de l'emprunteur, à l'appui d'un programme de papier commercial consacré au financement d'une partie des dépenses en immobilisations de Keystone, et cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2010;
- une facilité de crédit de TCPL USA renouvelable consortiale confirmée de 1,0 milliard de dollars US échéant en décembre 2012 avec possibilité de report d'un an au gré de l'emprunteur, et au 31 décembre 2010, 200 millions de dollars US avaient été prélevés sur cette facilité;
- des lignes à vue totalisant 800 millions de dollars permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires, et utilisées par la société dans une mesure de quelque 382 millions de dollars pour des lettres de crédit au 31 décembre 2010.

En juillet 2009, TCPL avait vendu North Baja à PipeLines LP et avait alors reçu une contrepartie totale avoisinant 395 millions de dollars US et comportant 200 millions de dollars US en espèces ainsi que 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. L'opération avait fait passer à 42,6 % la participation de TCPL dans PipeLines LP. Par la suite, la participation de TCPL dans PipeLines LP avait été ramenée à 38,2 % en raison de l'émission publique de parts ordinaires par PipeLines LP, comme il en est fait mention plus loin sous la rubrique « Activités de financement – Capitaux propres en 2009 ».

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

Financement par emprunt d'apparentés

Les opérations entre apparentés consistent en des montants à rembourser par ou à recevoir de TransCanada ainsi que des intérêts créditeurs et des intérêts débiteurs courus.

En décembre 2010, TransCanada avait émis des billets à escompte en faveur de TCPL d'un montant de 2,6 milliards de dollars. Ces billets sont assortis d'un taux d'intérêt équivalent aux taux du papier commercial en vigueur, ils échoient en juin 2011 et ils ont été affectés à des fins générales.

TransCanada a établi auprès de TCPL une facilité de crédit non garantie de 3,5 milliards de dollars, portant intérêt au taux préférentiel de Reuters majoré de 75 points de base. Les fonds avancés aux termes de cette facilité de crédit peuvent être affectés au remboursement de la dette ou aux contributions de commandité dans Bruce A ou encore aux fonds de roulement et autres fins générales. Au 31 décembre 2010, l'encours de cette facilité était de 2,7 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars en 2009). L'accord échoit le 15 décembre 2012.

En septembre 2010, TCPL a augmenté le montant d'une facilité de crédit renouvelable et remboursable à vue établie à des fins générales auprès de TransCanada pour le porter de 1,5 milliard de dollars à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars US. Cette facilité porte intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel des États-Unis. Au 31 décembre 2010, le solde impayé de cette facilité était de 1,2 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2009).

En 2010, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 70 millions de dollars en intérêts débiteurs (52 millions de dollars en 2009; 76 millions de dollars en 2008) et des intérêts créditeurs de 19 millions de dollars (20 millions de dollars en 2009; 55 millions de dollars en 2008) en raison des opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2010, les créditeurs comprenaient des intérêts de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2009) à payer à TransCanada.

Activités de financement – Dette à court terme

En juin 2008, TCPL avait conclu un accord avec un consortium bancaire pour mettre en place un prêt-relais confirmé non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US. Cette facilité était renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois. En août 2008, la société avait affecté 255 millions de dollars US de cette facilité au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle avait annulé le reste des fonds confirmés. En février 2009, le montant de 255 millions de dollars US avait été remboursé et la facilité avait été annulée.

Activités de financement – Dette à long terme en 2011 et 2010

En septembre 2010, TCPL a émis pour une valeur de 1,0 milliard de dollars US de billets de premier rang échéant le 1^{er} octobre 2020 et portant intérêt à 3,80 %. Les billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en décembre 2009. Le produit net de cette émission a servi à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement de la dette à court terme.

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

En janvier 2011, TCPL a remboursé des billets à moyen terme à 4,30 % d'une valeur de 300 millions de dollars.

En février 2010, la société a racheté pour 120 millions de dollars US de billets à moyen terme à 6,125 %, et des débentures de 130 millions de dollars à 10,50 % en août 2010.

En septembre 2010, TQM a racheté des obligations de la série I à 7,53 % d'un montant de 100 millions de dollars et des obligations de la série J à 3,906 % d'un montant de 75 millions de dollars. En juillet 2010, TQM a émis pour une valeur de 100 millions de dollars d'obligations échéant en septembre 2017 et portant intérêt à 4,25 %.

En avril 2010, Iroquois a racheté des obligations de la série I à 9,16 % d'un montant de 200 millions de dollars US et a émis des obligations à 4,96 % d'un montant de 150 millions de dollars US échéant en avril 2020.

Activités de financement – Dette à long terme en 2009

En décembre 2009, TCPL avait déposé un prospectus préalable permettant l'émission de titres d'emprunt aux États-Unis pour un montant de 4,0 milliards de dollars US. Le prospectus remplaçait un prospectus préalable de base de 3,0 milliards de dollars US qui avait été déposé en janvier 2009 et sur lequel un montant de 1,0 milliard de dollars US n'avait pas encore été prélevé. Au 31 décembre 2010, 1,75 milliard de dollars US n'avaient pas été prélevés sur le prospectus préalable de décembre 2009.

En avril 2009, TCPL avait déposé un prospectus préalable de base prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de base de mars 2007, échu

en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars. Aucune émission n'a été effectuée aux termes du prospectus préalable de base d'avril 2009.

En février 2009, TCPL avait émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Le produit avait servi à financer les bases tarifaires du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. Ces billets avaient été émis par la voie de suppléments de fixation du prix aux termes d'un prospectus préalable de base d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé au Canada en mars 2007.

En janvier 2009, TCPL avait émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et 7,625 %. Le produit avait été affecté au financement partiel d'autres projets d'investissement, au remboursement d'emprunts arrivant à échéance ainsi qu'à des fins générales. Ces billets avaient été émis par la voie d'un supplément au prospectus préalable de base d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé par TCPL en janvier 2009.

En octobre 2009, la société avait racheté pour 250 millions de dollars de débentures à 10,625 %.

En février 2009, la société avait racheté pour 200 millions de dollars de billets à moyen terme à 4,10 %, et des billets à moyen terme de 227 millions de dollars US à 6,49 % en janvier 2009.

En septembre 2009, TQM avait émis pour une valeur de 75 millions de dollars d'obligations échéant en septembre 2014 et portant intérêt à 4,05 %. En août 2009, elle avait racheté des obligations de la série H à 6,50 % d'un montant de 100 millions de dollars.

En août 2009, Northern Border avait émis pour une valeur de 100 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en août 2016 et portant intérêt à 6,24 %. En septembre 2009, elle avait racheté des billets de premier rang à 7,75 % d'un montant de 200 millions de dollars US.

En mai 2009, Iroquois avait émis pour une valeur de 140 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en mai 2019 et portant intérêt à 6,63 %.

Activités de financement – Dette à long terme en 2008

En août 2008, TCPL avait émis pour une valeur de 500 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en août 2013 et portant intérêt à 5,05 %. Le produit avait servi à financer en partie le programme d'investissement du réseau de l'Alberta et à des fins générales. Ces billets avaient été émis par la voie d'un supplément de fixation du prix aux termes d'un prospectus préalable de base d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé au Canada en mars 2007.

En août 2008, TCPL avait émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement en août 2018 et août 2038 et portant intérêt aux taux respectifs de 6,50 % et 7,25 %. Le produit des billets avait servi à financer en partie l'acquisition de Ravenswood ainsi qu'à des fins générales. Les billets avaient été émis au moyen d'un supplément à un prospectus préalable de base d'une valeur de 2,5 milliards de dollars US déposé en septembre 2007 et dont le solde intégral avait été prélevé après ces émissions.

En juin 2008, la société avait racheté pour 256 millions de dollars de billets à moyen terme à 5,84 % et une débenture de 100 millions de dollars à 11,85 %. En janvier 2008, la société avait racheté pour 105 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,0 %.

Activités de financement – Capitaux propres en 2010

En 2010, TCPL a émis 26,1 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit de 987 millions de dollars. Le produit de ces émissions a servi à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement de la dette à court terme de TCPL.

Activités de financement – Capitaux propres en 2009

En 2009, TCPL avait émis 51,5 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,7 milliard de dollars. Le produit de ces émissions avait servi à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement de la dette à court terme de TCPL.

En novembre 2009, PipeLines LP avait réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 5 millions de parts ordinaires au prix de 38,00 \$ US la part pour un produit net à PipeLines LP de 182 millions de dollars US. Un apport supplémentaire de 4 millions de dollars US de TCPL lui avait servi à maintenir sa participation de commandité mais non à acheter des parts. À la conclusion de cette émission, la participation de TCPL dans PipeLines LP était de 38,2 %.

Activités de financement – Capitaux propres en 2008

En 2008, TCPL avait émis 66,3 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 2,4 milliards de dollars. Le produit avait servi à financer en partie ses projets d'investissement, notamment Keystone, à des fins générales et au remboursement d'emprunts à court terme.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions privilégiées de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada. Les actions du RDA sont proposées aux participants à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. Cet escompte a été fixé à 3 % en 2009 et en 2010, puis il a été ramené à 2 % avec les dividendes déclarés en février 2011. L'escompte avait été fixé à 2 % pour 2008, puis porté à 3 % avec les dividendes déclarés en février 2009. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de répondre aux exigences du RDA en achetant les actions sur le marché libre à son gré.

Dividendes

En 2010, des dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées s'élevant à 1,1 milliard de dollars (998 millions de dollars en 2009; 817 millions de dollars en 2008) ont été versés. L'accroissement des dividendes versés en 2010 comparativement à 2009 découle du nombre supérieur d'actions ordinaires en circulation.

En février 2011, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2011. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers de 2,80 \$ par action sur les actions privilégiées de série U et de série Y de TCPL.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Obligations et engagements

Au 31 décembre 2010, le total de la dette à long terme de la société était de 17,9 milliards de dollars, auquel montant s'ajoutaient des billets subordonnés de rang inférieur de 1,0 milliard de dollars, contre une dette à long terme totale de 16,7 milliards de dollars et des billets subordonnés de rang inférieur de 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2009. La quote-part de TCPL du total des titres d'emprunt à long terme des coentreprises, y compris les obligations au titre de contrats de location-acquisition, était de 0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2010, contre 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2009. Le total des billets à payer, y compris la quote-part de TCPL des billets à payer des coentreprises, atteignait 2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2010 et s'établissait à 1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009. TCPL a fourni certaines garanties au prorata en ce qui a trait aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power ainsi qu'à l'exécution des obligations de cette dernière et d'autres entités détenues partiellement.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme ⁽¹⁾	19 566	943	2 122	2 085	14 416
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	207	16	38	48	105
Contrats de location-exploitation ⁽²⁾	784	74	150	142	418
Obligations d'achats	9 599	2 393	2 102	1 527	3 577
Autres passifs à long terme figurant au bilan	3 679	16	2 735	37	891
	33 835	3 442	7 147	3 839	19 407

⁽¹⁾ Comprend les billets subordonnés de rang inférieur et la dette à long terme des coentreprises, à l'exclusion des obligations au titre des contrats de location-acquisition.

⁽²⁾ Représente, déduction faite des encaissements de sous-location, les versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel. Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location – exploitation comportent une option de renouvellement allant entre un et dix ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation et les CAE ont été en partie sous-louées à des tiers selon des modalités semblables. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans les contrats de location-exploitation du tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quote-part de TCPL de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2010 s'établissait à 363 millions de dollars (384 millions de dollars en 2009; 398 millions de dollars en 2008).

Au 31 décembre 2010, les remboursements prévus de capital et les paiements d'intérêt liés à la dette à long terme et à la quote-part de la société de la dette à long terme des coentreprises sont indiqués ci-après.

REMBOURSEMENTS DE CAPITAL

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Montant à payer à TransCanada Corporation	2 703	–	2 703	–	–
Dette à long terme	17 922	894	2 012	2 034	12 982
Billets subordonnés de rang inférieur	985	–	–	–	985
Dette à long terme des coentreprises	659	49	110	51	449
	22 269	943	4 825	2 085	14 416

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)		Paiements en fonction de l'échéance				
		Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
PAIEMENTS D'INTÉRÊT						
Montant à payer à TransCanada Corporation		202	101	101	–	–
Dette à long terme		16 721	1 140	2 190	1 973	11 418
Billets subordonnés de rang inférieur ⁽¹⁾		410	63	126	126	95
Dette à long terme des coentreprises		381	48	90	80	163
		17 714	1 352	2 507	2 179	11 676

⁽¹⁾ Les paiements ont été calculés en supposant un remboursement des billets après dix ans.

Au 31 décembre 2010, les obligations d'achat futures de la société s'établissent approximativement de la façon précisée ci-après.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)		Paiements en fonction de l'échéance				
		Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
OBLIGATIONS D'ACHAT⁽¹⁾						
Gazoducs						
Transport par des tiers ⁽²⁾		651	189	197	111	154
Dépenses en immobilisations ⁽³⁾⁽⁴⁾		239	174	65	–	–
Autres		2	1	1	–	–
Oléoducs						
Dépenses en immobilisations ⁽³⁾⁽⁵⁾		1 172	783	389	–	–
Autres		49	4	8	8	29
Énergie						
Achats de produits de base ⁽⁶⁾		5 467	547	1 158	1 201	2 561
Dépenses en immobilisations ⁽³⁾⁽⁷⁾		567	541	26	–	–
Autres ⁽⁸⁾		1 420	133	251	204	832
Siège social						
Technologie de l'information et autres		32	21	7	3	1
		9 599	2 393	2 102	1 527	3 577

⁽¹⁾ Les montants dans ce tableau ne tiennent pas compte de la capitalisation des régimes de retraite.

⁽²⁾ Les taux sont principalement fondés sur les niveaux connus pour 2010. Au-delà de 2010, les taux de demande sont sujets à changement. Les obligations d'achat dans le tableau sont fondées exclusivement sur les volumes de la demande connus ou visés par des contrats et ne tiennent pas compte des charges liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

⁽³⁾ Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet. La société prévoit financer les projets d'investissement au moyen de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de l'émission de titres d'emprunt et de capitaux subordonnés, ainsi que par la voie de la gestion de portefeuille.

⁽⁴⁾ Les dépenses en immobilisations sont principalement liées aux coûts de l'agrandissement du réseau de l'Alberta, de Guadalajara et d'autres projets de gazoducs.

⁽⁵⁾ Les dépenses en immobilisations ont trait à l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

- ⁽⁶⁾ Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables. Ces derniers sont des estimations qui fluctuent selon la production de la centrale, les prix du marché et les tarifs réglementés.
- ⁽⁷⁾ Les dépenses en immobilisations sont principalement liées à la part revenant à TCPL des coûts de construction et d'aménagement de Bruce Power et de Cartier énergie éolienne.
- ⁽⁸⁾ Comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés, et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport.

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires. Il est question des engagements futurs possibles sous les rubriques « Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour les entreprises de gazoducs, d'oléoducs et d'énergie.

En 2011, TCPL s'attend à capitaliser ses régimes de retraite à prestations déterminées pour environ 98 millions de dollars et ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi, son régime d'épargne et ses régimes de retraite à cotisations déterminées dans une mesure d'environ 28 millions de dollars. Ces montants se rapprochent du total des contributions à la capitalisation de 127 millions de dollars en 2010. La quote-part de TCPL des contributions à la capitalisation attendues des coentreprises en 2011 à l'égard de leurs propres régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se situe respectivement à environ 87 millions de dollars et 7 millions de dollars, contre des contributions totales de 58 millions de dollars en 2010.

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société aura été effectuée au 1^{er} janvier 2012. Compte tenu de la conjoncture en cours, TCPL prévoit que la capitalisation requise pour ces régimes continuera de se situer au niveau prévu pour 2011 pendant encore plusieurs années de manière à amortir les déficits de solvabilité et à parer aux coûts habituels. Il est aussi prévu que le coût net des avantages sociaux pour la société en 2011 augmentera par rapport à 2010, surtout en raison d'une baisse prévue des taux d'actualisation. Toutefois, les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront de divers facteurs, notamment des rendements des placements futurs obtenus pour les actifs des régimes, des taux d'intérêt, des modifications à la conception des régimes et aux hypothèses actuarielles, des antécédents du risque réels pour les régimes par rapport aux projections, ainsi que des modifications aux règlements et aux lois portant sur les régimes de retraite. Les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidences importantes sur la situation de trésorerie de la société.

Bruce Power

Bruce A a pris des engagements envers des tiers fournisseurs dans le contexte de la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2. La quote-part de TCPL au titre de ces engagements totalise 205 millions de dollars, et la société prévoit à ce chapitre des versements de 193 millions de dollars en 2011 et de 12 millions de dollars en 2012.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2010, la société avait constaté quelque 59 millions de dollars (67 millions de dollars en 2009) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent l'estimation faite par la société du montant qu'elle prévoit engager pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état qui se poursuivent pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2018 à perpétuité. En outre, TCPL et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'OEO et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties ont été fournies dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005 et leurs durées s'étendent jusqu'à 2018 et 2019. La quote-part de TCPL à l'égard du risque découlant de ces garanties de Bruce A et de Bruce B était évaluée à 739 millions de dollars au 31 décembre 2010. La juste valeur estimative de ces garanties de Bruce Power est évaluée à 42 millions de dollars. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement, (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2010, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 227 millions de dollars à un maximum de 539 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties est évaluée à 9 millions de dollars et elle a été incluse dans les montants reportés. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour objectif de protéger le bénéfice, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de la vérification interne. Le comité de vérification du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques financiers. Le comité de vérification est appuyé à ce titre par le personnel de vérification interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques financiers et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

La société aménage d'importants projets d'infrastructures ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui influent sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques en général afin de gérer les risques de marché qui découlent de ces activités. Les contrats d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de marché sont généralement constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. TCPL a recours à des contrats à terme de gré à gré et standardisés visant le change et les produits de base pour atténuer l'incidence de la volatilité des taux de change et des prix des produits de base.

- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Dans la mesure du possible, les instruments financiers dérivés sont désignés en tant que couverture, mais dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont inscrits à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue des résultats d'exploitation déclarés puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre. Cependant, la société conclut des ententes qui sont jugées être des couvertures économiques efficaces.

Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité, du gaz naturel et des produits pétroliers. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer le risque lié au prix pour son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel et des produits pétroliers requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même. Pour répondre à ses besoins en électricité, la société achète une grande partie de l'électricité requise pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité conformément à des contrats à terme ou la produit elle-même, ce qui lui permet de réduire son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

La société évalue les contrats de produits de base et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer le risque lié au prix des produits de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer si ces contrats ou certains de leurs aspects répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais il n'est pas nécessaire de les comptabiliser à la juste valeur puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire et qu'ils sont documentés comme tel. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exceptions.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

TCPL gère l'exposition de son entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les ajustements à la juste valeur

des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Au 31 décembre 2010, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 49 millions de dollars (73 millions de dollars en 2009). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en 2010 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes avant les impôts de 16 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2009; pertes de 7 millions de dollars en 2008), qui ont été constatées en tant que diminution des produits et des stocks. La variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel en 2010 a donné lieu à des gains non réalisés avant les impôts de 6 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars en 2009; gains de 7 millions de dollars en 2008), qui ont été constatés en tant qu'augmentation des produits et des stocks.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt sur le marché.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, l'oscillation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TCPL. L'incidence des variations des taux de change est en partie atténuée par le fait que certains coûts liés au financement sont libellés en dollar US et par les activités de couverture de la société. Compte tenu de l'expansion des activités de la société aux États-Unis, annulée en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs libellés en dollars US, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est supérieur à ce qu'il était antérieurement.

TCPL gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations libellées dans cette devise ainsi que le risque de taux de change touchant l'exploitation du réseau de l'Alberta et de Foothills en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de TCPL est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 décembre 2010, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,8 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) (7,9 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) en 2009) et une juste valeur de 11,3 milliards de dollars (11,4 milliards de dollars US) (9,8 milliards de dollars (9,3 milliards de dollars US) en 2009). Au 31 décembre 2010, un montant de 181 millions de dollars a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs (96 millions de dollars en 2009) pour la juste valeur des contrats à terme, des swaps et des options utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

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

Actif (passif)	2010		2009	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Aux 31 décembre (en millions de dollars)				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2011 à 2016)	179	2 800 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2011)	2	100 US	9	765 US
Options de change en dollars US (échues en 2010)	–	–	1	100 US
	181	2 900 US	96	2 715 US

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

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions ouvertes liquides. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel et un intervalle de confiance déterminés. La VaR utilisée par TCPL est calculée en présupant d'un intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions liquides ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. La méthode de VaR est fondée sur des statistiques et des probabilités qui tiennent compte de la volatilité du marché ainsi que de la diversification du risque en constatant des positions compensatrices et des corrélations entre certains produits et marchés. Les risques sont mesurés pour tous les produits et marchés, et les mesures de risque sont cumulées pour établir un seul nombre de VaR.

Il n'existe actuellement, au sein de l'industrie, aucune méthodologie uniforme d'estimation de la VaR. Le recours à la VaR comporte certaines restrictions, puisque cette méthode est fondée sur les corrélations et la volatilité historiques des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change et qu'elle présume que les mouvements de prix futurs suivront une distribution statistique. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative.

L'estimation de la VaR faite par TCPL englobe les filiales en propriété exclusive et elle tient compte des risques pertinents liés à chaque marché ou entité commerciale. Les gazoducs réglementés ne sont pas inclus dans ce calcul, puisque le fait que l'entreprise de pipelines soit assujettie à la réglementation des tarifs réduit l'incidence des risques de marché. Le conseil d'administration de TCPL a établi une limite de la VaR qui est évaluée régulièrement dans le cadre de la politique de gestion des risques de la société. La VaR consolidée de TCPL était de 12 millions de dollars au 31 décembre 2010 (12 millions de dollars en 2009).

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente les pertes financières que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de crédit lié aux contreparties est géré par l'utilisation de techniques de gestion du crédit déterminées, y compris l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir et à surveiller la solvabilité d'une contrepartie, l'établissement des limites de risque, le contrôle des risques en regard de ces limites, le recours à des accords de

compensation cadre et l'obtention de garanties financières lorsque les circonstances le justifient. En règle générale, ces assurances financières comprennent des garanties, des lettres de crédit et des sommes au comptant. La société surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties. La société estime que ces mesures minimisent son risque de contrepartie, mais il n'y a aucune certitude qu'elles la protégeront contre toutes les pertes importantes.

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux instruments dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté sous la rubrique « Justes valeurs » ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 décembre 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 317 millions de dollars (334 millions de dollars en 2009) à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers lui fournissent des lignes de crédit confirmées et des facilités de dépôt au comptant ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolubles.

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

Calpine et certaines de ses filiales se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions ordinaires et de 6,1 millions d'actions ordinaires de Calpine, représentant environ 85 % des réclamations convenues. En 2008, ces actions ont été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à des gains totaux de 279 millions de dollars avant les impôts. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils ont été transmis aux expéditeurs de ces réseaux en 2008 et 2009. En 2010, la société a comptabilisé un gain supplémentaire de 15 millions de dollars avant les impôts au titre des produits futurs prévus relativement aux réclamations de GTNC et de Portland.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que TCPL ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. La société gère le risque d'illiquidité en s'assurant qu'elle dispose toujours des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour respecter ses engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

La direction établit continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer ses besoins en financement. Un amalgame de facilités de crédit confirmées et à vue ainsi que l'accès aux marchés financiers permettent de gérer ces besoins, ainsi qu'il est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » ci-dessous.

Au 31 décembre 2010, les lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et 0,8 milliard de dollars US échéant respectivement en novembre

2011, en décembre 2012 et en décembre 2012. De plus, la société continue de bénéficier d'un accès ininterrompu au marché de papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles.

Gestion des capitaux

Le principal objectif de la gestion des capitaux est d'assurer que TCPL profite de cotes de crédit élevées à l'appui de ses activités et pour maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2010 n'ont pas été modifiés depuis l'exercice précédent.

TCPL gère sa structure du capital d'une manière qui concorde avec les caractéristiques des risques inhérents aux actifs sous-jacents. La direction de la société estime que sa structure du capital est composée de la dette nette, des participations sans contrôle et des capitaux propres. La dette nette est constituée des billets à payer, de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La dette nette comprend exclusivement les obligations que la société contrôle et gère. Par conséquent, elle ne comprend pas la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les billets à payer et la dette à long terme des coentreprises de TCPL.

Le total des capitaux gérés par la société se ventile comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Billets à payer	2 081	1 678
Montants nets à rembourser à TransCanada Corporation	1 340	1 224
Dette à long terme	17 922	16 664
Billets subordonnés de rang inférieur	985	1 036
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(648)	(878)
Dette nette	21 680	19 724
Participations sans contrôle	768	785
Capitaux propres	15 747	14 872
Total des capitaux propres	16 515	15 657
	38 195	35 381

Justes valeurs

La valeur comptable de certains instruments financiers compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et les montants reportés se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou qu'ils échoient à court terme. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers ainsi que placements disponibles à la vente, a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés.

La juste valeur des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La valeur de la dette à long terme a été évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés, des billets à recevoir et de la dette à long terme tient compte du risque de crédit.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010		2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	752	752	979	979
Débiteurs et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 564	1 604	1 433	1 484
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 363	1 363	845	845
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	20	20	23	23
	3 699	3 739	3 280	3 331
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	2 092	2 092	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 444	1 444	1 532	1 532
Montant à payer à TransCanada Corporation	2 703	2 703	2 069	2 069
Intérêts courus	361	361	380	380
Dette à long terme	17 922	21 523	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	985	992	1 036	976
Dette à long terme des coentreprises	866	971	965	1 025
	26 373	30 086	24 333	27 046

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé en 2010 comprenait des gains de 8 millions de dollars (gains de 6 millions de dollars en 2009) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 250 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 2009) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers.

⁽²⁾ Au 31 décembre 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 280 millions de dollars (968 millions de dollars en 2009) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars (néant en 2009) dans les autres actifs à court terme et de 264 millions de dollars (488 millions de dollars en 2009) dans les actifs incorporels et autres actifs.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 250 millions de dollars (250 millions de dollars en 2009) au titre de la dette à long terme qui est ajusté en fonction de la juste valeur.

⁽⁴⁾ Au 31 décembre 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 414 millions de dollars (1 507 millions de dollars en 2009) dans les créditeurs et de 30 millions de dollars (25 millions de dollars en 2009) dans les montants reportés.

Les tableaux qui suivent présentent en détail les échéances contractuelles à venir pour les passifs financiers non dérivés de TCPL, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et de l'intérêt au 31 décembre 2010 :

Remboursements contractuels des passifs financiers⁽¹⁾

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite
Billets à payer	2 092	2 092	–	–	–
Dette à long terme	17 922	894	2 012	2 034	12 982
Billets subordonnés de rang inférieur	985	–	–	–	985
Dette à long terme des coentreprises	866	65	148	99	554
	21 865	3 051	2 160	2 133	14 521

⁽¹⁾ Le moment prévu du règlement de contrats de dérivés est présenté dans le sommaire des instruments financiers dérivés qui figure ci-dessous.

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite
Dette à long terme	16 721	1 140	2 190	1 973	11 418
Billets subordonnés de rang inférieur	410	63	126	126	95
Dette à long terme des coentreprises	381	48	90	80	163
	17 512	1 251	2 406	2 179	11 676

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2010 s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2010			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	169 \$	144 \$	8 \$	20 \$
Passifs	(129)\$	(173)\$	(14)\$	(21)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 610	158	–	–
Ventes	18 114	96	–	–
En dollars CA	–	–	–	736
En dollars US	–	–	1 479 US	250 US
Swaps de devises	–	–	47/37 US	–
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁽⁴⁾	(32)\$	27 \$	4 \$	43 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁽⁴⁾	77 \$	(42)\$	36 \$	(74)\$
Dates d'échéance	2011 - 2015	2011 - 2015	2011 - 2012	2011 - 2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	112 \$	5 \$	– \$	8 \$
Passifs	(186)\$	(19)\$	(51)\$	(26)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	16 071	17	–	–
Ventes	10 498	–	–	–
En dollars US	–	–	120 US	1 125 US
Swaps de devises	–	–	136/100 US	–
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁽⁴⁾	(9)\$	(35)\$	– \$	(33)\$
Dates d'échéance	2011 - 2015	2011 - 2013	2011 - 2014	2011 - 2015

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

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

⁽³⁾ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).

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

⁽⁵⁾ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 250 millions de dollars US. En 2010, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste

valeur, à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2010, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

⁽⁶⁾ En 2010, le bénéfice net comprenait un gain de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2010, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le moment prévu du règlement des contrats dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants après le 31 décembre 2010. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement. Le moment prévu du règlement de ces contrats s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Total	2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	341	221	102	17	1
Passifs	(337)	(191)	(121)	(24)	(1)
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	306	76	204	26	–
Passifs	(282)	(146)	(120)	(16)	–
	28	(40)	65	3	–

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2009 s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2009				
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	– \$	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	15 275	238	180	–	–
Ventes	13 185	194	180	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	574
En dollars US	–	–	–	444 US	1 325 US
Swaps de devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	3 \$	(5)\$	1 \$	3 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	70 \$	(76)\$	– \$	36 \$	(22)\$
Dates d'échéance	2010 - 2015	2010 - 2014	2010	2010 - 2012	2010 - 2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	– \$	– \$	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	– \$	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	13 641	33	–	–	–
Ventes	14 311	–	–	–	–
En dollars US	–	–	–	120 US	1 825 US
Swaps de devises	–	–	–	136/100 US	–
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	156 \$	(29)\$	– \$	– \$	(37)\$
Dates d'échéance	2010 - 2015	2010 - 2014	–	2010 - 2014	2010 - 2020

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

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

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

- ⁽⁴⁾ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. En 2009, les gains réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2009, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- ⁽⁵⁾ En 2009, le bénéfice net comprenait des pertes de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
À court terme		
Autres actifs à court terme	273	315
Créditeurs	(337)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	374	260
Montants reportés	(282)	(272)

Instruments financiers dérivés des coentreprises

Le sommaire des instruments financiers dérivés comprend les montants liés aux instruments dérivés visant l'électricité utilisés par l'une des coentreprises de la société pour gérer les risques liés au prix des produits de base. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité était de 48 millions de dollars au 31 décembre 2010 (105 millions de dollars en 2009). Ces contrats échoient entre 2011 et 2015. La quote-part revenant à la société des valeurs nominales des volumes des ventes d'électricité liée à ce risque s'établissait à 3 772 GWh au 31 décembre 2010 (6 312 GWh en 2009). La quote-part revenant à la société des valeurs nominales des volumes des achats d'électricité liée à ce risque était de 2 322 GWh au 31 décembre 2010 (2 747 GWh en 2009).

Hiérarchie de la juste valeur

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

Il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau en 2010 et en 2009. Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données d'entrée importantes observables (deuxième niveau)		Données d'entrée importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Aux 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)								
Stocks de gaz naturel	–	–	49	73	–	–	49	73
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	–	–	28	40	–	–	28	40
Contrats de change	10	10	179	104	–	–	189	114
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	–	269	311	5	14	274	325
Contrats sur produits de base pour le gaz	93	55	56	49	–	–	149	104
Contrats sur produits de base pour le pétrole	–	–	–	5	–	–	–	5
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	–	–	(47)	(119)	–	–	(47)	(119)
Contrats de change	(11)	(6)	(54)	(120)	–	–	(65)	(126)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	–	(299)	(229)	(8)	(16)	(307)	(245)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(178)	(103)	(15)	(27)	–	–	(193)	(130)
Contrats sur produits de base pour le pétrole	–	–	–	(5)	–	–	–	(5)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	20	23	–	–	–	–	20	23
	(66)	(21)	166	82	(3)	(2)	97	59

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

<i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>	Instruments dérivés ⁽¹⁾
Solde au 31 décembre 2008	–
Nouveaux contrats ⁽²⁾	(14)
Transferts au troisième niveau ⁽³⁾	12
Solde au 31 décembre 2009	(2)
Nouveaux contrats⁽²⁾	(16)
Règlements	(3)
Transferts au troisième niveau⁽⁴⁾	3
Transferts du troisième niveau⁽⁴⁾⁽⁵⁾	(38)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	14
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	39
Solde au 31 décembre 2010	(3)

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

⁽²⁾ Au 31 décembre 2010, le total des gains nets inclus dans le bénéfice net attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de l'exercice et toujours détenus à la date du bilan est de 1 million de dollars (néant en 2009).

⁽³⁾ Ces contrats étaient antérieurement inclus dans le deuxième niveau, mais ils ont été reclassés dans le troisième niveau en raison de la liquidité réduite du marché auquel ils se rapportent.

⁽⁴⁾ Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données d'entrée sont observables.

⁽⁵⁾ Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 8 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 décembre 2010.

AUTRES RISQUES

Projets d'aménagement et acquisitions

TCPL demeure axée sur la croissance de ses entreprises de gazoducs, d'oléoducs et d'énergie par le truchement de projets d'aménagement entièrement nouveaux et d'acquisitions. TCPL capitalise les coûts engagés dans le cadre de certains projets d'aménagement au cours de la période précédant la construction lorsque les projets respectent certains critères spécifiques et qu'ils devraient être menés à bonne fin. Les coûts en capital se rapportant à un projet qui ne va pas de l'avant sont passés en charges au moment où le projet est abandonné dans la mesure où ces coûts et les matériaux qui y sont associés ne peuvent servir à un autre projet. Pour ce qui est de l'acquisition par TCPL d'actifs et d'établissements, il y a un risque que certaines occasions commerciales et synergies opérationnelles ne se matérialisent pas selon les prévisions initiales et que les actifs soient par la suite assujettis à une perte de valeur.

Mise en service d'actifs

Même si chacun des éléments d'actif nouvellement construits de TCPL doit être soumis à des essais rigoureux avant sa mise en service, il existe un risque que sa capacité disponible ou son rendement soient inférieurs aux prévisions, plus particulièrement au cours de la première année d'exploitation.

Santé, sécurité et environnement

Les questions de santé, de sécurité et d'environnement (« SSE ») sont de première importance à l'égard de toutes les activités de TCPL. L'énoncé d'engagement en SSE de la société sert de guide pour ces questions. Il décrit les principes

directeurs relativement à la santé et la sécurité des employés de TCPL, des entrepreneurs dont elle retient les services et du grand public, ainsi qu'à l'engagement de TCPL à l'égard de la protection de l'environnement. Tous les employés sont responsables de la performance de la société en matière de SSE. La société s'est engagée à être un chef de file dans l'industrie en menant ses activités de manière à répondre à toutes les exigences prévues par les lois et règlements, même à aller au-delà de ces exigences, et de manière aussi à réduire au minimum les risques pour les personnes et pour l'environnement. Elle s'est également engagée à suivre l'évolution de sa performance en SSE et à l'améliorer, ainsi qu'à faire la promotion de la sécurité au travail et ailleurs, selon le principe que tous les accidents du travail et toutes les maladies professionnelles peuvent être évités. TCPL s'efforce de mener ses activités avec des sociétés et des entrepreneurs qui partagent son point de vue au sujet de la performance en SSE et de les inciter à améliorer la performance de tous. Elle s'est engagée à respecter les divers milieux et les différentes cultures avec lesquels elle est en contact dans le cadre de ses activités, et elle favorise une communication ouverte avec ses parties prenantes.

Le comité de SSE du conseil d'administration de TCPL surveille le respect de la politique générale de la société en matière de SSE au moyen de rapports réguliers. Le système de gestion de SSE de TCPL se fonde sur la norme ISO 14001 sur les systèmes de gestion de l'environnement de l'Organisation internationale de normalisation et il cible les ressources pour les secteurs qui présentent des risques importants en SSE dans le cadre des activités commerciales de la société. La direction obtient régulièrement de l'information au sujet de toutes les questions d'exploitation et de tous les projets importants en matière de SSE par le truchement de procédés en bonne et due forme de communication de l'information. Le système de gestion de SSE de TCPL et la performance à ce titre sont évalués par une société indépendante tous les trois ans. La plus récente évaluation a eu lieu en décembre 2009 et n'a pas permis de déceler de problèmes importants. Le système de gestion de SSE est assujéti à un examen interne continu pour en assurer l'efficacité ininterrompue alors que les circonstances évoluent.

La sécurité est prioritaire à TCPL et dans cette optique fait partie intégrante de la façon dont ses employés travaillent. En 2010, un des objectifs de la société consistait à maintenir sa performance en matière de santé et de sécurité. Dans l'ensemble, les taux de fréquence de la société en ce qui a trait aux questions de sécurité en 2010 ont continué d'être meilleurs que la plupart des taux de référence de l'industrie.

La sécurité et l'intégrité de l'infrastructure existante et nouvellement aménagée de la société demeurent elles aussi hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences imposées. En 2011, la société prévoit engager environ 250 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui est supérieur d'environ 95 millions de dollars au montant dépensé en 2010 et rend principalement compte de l'essor au chapitre des inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux et des améliorations pipelinaires dans les lieux de contact avec la population. Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont comptabilisées selon la méthode d'imputation à l'exercice, et, par conséquent, elles n'influent pas sur le résultat de TCPL. Selon les contrats de Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification, et, par conséquent, elles n'influent pas non plus sur le résultat de TCPL. À l'égard de GTN, le recouvrement des dépenses peut aussi se faire par le recours à un mécanisme intégré aux tarifs si ces dépenses atteignent certains seuils établis. La fiche de sécurité pipelinère de TCPL en 2010 a continué d'être plus reluisante que les fiches de référence de l'industrie. TCPL n'a enregistré aucune rupture de canalisation en 2010. Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs de l'entreprise d'énergie sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques de la société et le matériel associé. Elles sont comparables à celles des exercices précédents.

Environnement

Les installations de TCPL sont assujétiées à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux stricts visant la protection de l'environnement et qui comportent notamment des obligations de conformité et de prise de mesures correctives. En général, ces lois et règlements exigent des installations qu'elles obtiennent tout un éventail de licences, de permis et d'autres autorisations ou qu'elles se plient à une gamme étendue de restrictions en matière d'environnement. Tout défaut de conformité à ces lois et règlements peut être à l'origine de l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles ou d'exigences à l'effet que soient prises des mesures correctives, ou encore de la

délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir. TCPL dispose de programmes d'inspection en continu qui sont conçus de telle manière à s'assurer que toutes ses installations se plient aux différentes exigences en matière d'environnement.

Tel qu'il a été mentionné plus haut, les activités de TCPL sont assujetties à des lois et règlements environnementaux qui établissent des critères de conformité et des obligations de restauration. Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants, découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution, ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités. Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés. La société n'est pas en mesure d'évaluer ni le montant ni le moment de toutes les dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- incertitudes quant aux coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, notamment pour les emplacements où seules des études préliminaires ont été effectuées ou des ententes provisoires conclues;
- possibilité de découverte de nouveaux emplacements ou de renseignements supplémentaires à l'égard d'emplacements connus;
- incertitude quant à la quantification de la responsabilité de la société en vertu des lois sur l'environnement qui imposent une responsabilité solidaire de toutes les parties pouvant être responsables;
- évolution de la nature des lois et règlements sur l'environnement, notamment quant à leur interprétation et à leur application;
- possibilités de litiges à l'égard d'actifs existants ou abandonnés.

De façon générale, les risques liés à l'environnement pour les installations exploitées par TCPL comprennent les émissions atmosphériques, comme celles d'oxydes d'azote, de substances particulaires et de gaz à effet de serre (« GES »), les incidences possibles sur les terres, y compris la remise en état ou la restauration des terrains à la suite de travaux de construction, l'utilisation, le stockage et le rejet de produits chimiques ou d'hydrocarbures, la production, la manutention et l'élimination de déchets, dangereux ou non, ainsi que les incidences sur l'eau, comme leur évacuation non contrôlée. Des contrôles environnementaux, notamment quant à la conception physique, des programmes, des marches à suivre et des processus sont en place pour gérer ces risques de façon efficace.

Au 31 décembre 2010, TCPL a constaté des passifs de quelque 84 millions de dollars (91 millions de dollars en 2009) à l'égard des obligations de restauration et des coûts de conformité associés à la réglementation environnementale. La société est d'avis qu'elle a tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et qu'elle a établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions qui n'avaient pas été envisagées fassent surface et exigent de la société qu'elle mette de côté des montants supplémentaires.

TCPL n'est au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite contre elle en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Aux États-Unis, la réglementation des émissions de polluants atmosphériques en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act* et de règlements étatiques continue d'évoluer. L'EPA a lancé un certain nombre de projets pouvant avoir des incidences allant de l'obligation d'installer des dispositifs de contrôle des émissions jusqu'à de nouvelles exigences administratives et en matière de rapports à produire. Pour le moment, l'information n'est pas suffisamment détaillée afin d'établir avec précision les répercussions possibles de ces projets. Même si, dans la majorité des cas, aucune de ces actions ne devrait avoir de conséquences importantes sur TCPL, la société prévoit pour l'avenir des coûts supplémentaires liés à la surveillance et au contrôle des émissions atmosphériques.

Au-delà des politiques sur les changements climatiques déjà en place, plusieurs initiatives fédérales, au Canada et aux États-Unis, régionales et provinciales sont en cours d'élaboration. Ce qui se passe actuellement sur la scène politique et économique peut avoir des répercussions très inattendues sur la portée de nouvelles politiques et sur les échéanciers prévus à cet égard, mais TCPL est d'avis que, dans la plupart des cas, les installations de la société au Canada et aux États-Unis sont ou seront visées par les règlements fédéraux ou régionaux sur les changements climatiques en vue de la gestion des émissions industrielles de GES. Certaines des initiatives précitées sont décrites plus bas.

En 2010, la société détenait des actifs dans quatre régions, soit le Québec, l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Nord-Est des États-Unis, où il existe des règlements visant les émissions industrielles de GES. TCPL a mis en place des marches à suivre dans le contexte de ces règlements.

En Alberta, conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation*, les installations industrielles produisant des GES au-delà d'un certain seuil d'intensité sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de base établie. Les installations de TCPL en Alberta sont assujetties à ce règlement, au même titre que les centrales au charbon de Sundance et de Sheerness, avec lesquelles elle a conclu des CAE. Une solution de rechange à la réduction de l'intensité des émissions est l'acquisition de compensations ou le versement de paiements à un fonds de technologie qui équivalent à 15 \$ la tonne d'émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») produites au-delà des réductions imposées. Un programme est en place pour gérer les coûts engagés par ces éléments d'actif en vue de se conformer à la réglementation. Les coûts de conformité pour le réseau de l'Alberta sont recouverts à même les droits payés par les clients. Certains des coûts de conformité en ce qui a trait aux centrales de la société en Alberta sont recouverts par la voie des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report. Après recouvrements prévus aux contrats, TCPL a inscrit des coûts estimatifs connexes de 22 millions de dollars pour 2010.

Au Québec, le distributeur de gaz naturel perçoit la redevance sur les hydrocarbures au nom du gouvernement de la province par le truchement de charges contributives au fonds vert imposées sur le gaz consommé. En 2010, le coût associé à la redevance sur les hydrocarbures pour l'installation de Bécancour a été inférieur à 1 million de dollars compte tenu de l'entente intervenue entre TCPL et Hydro-Québec d'interrompre temporairement la production d'électricité de la centrale. Il est prévu que ce coût augmentera de manière importante lorsque la centrale sera remise en service.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone est entrée en vigueur au milieu de 2008 et s'applique aux émissions de CO₂ associées à la consommation de combustibles fossiles. Les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux stations de compression et de comptage de la société en Colombie-Britannique sont recouverts à même les droits payés par les clients. Les coûts liés à la taxe sur le carbone en 2010 étaient estimés à 4 millions de dollars. Tel qu'il est stipulé dans la loi, le coût par tonne de CO₂ passera de 20 \$ à 25 \$ en juillet 2011.

Les États du Nord-Est des États-Unis membres de la Regional Greenhouse Gas Initiative (« RGGI ») ont pour leur part mis en œuvre un programme de plafond et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité, entré en vigueur en janvier 2009. Aux termes de la RGGI, la centrale de Ravenswood et les installations d'OSP devront constituer des provisions après la fin de la première période de conformité le 31 décembre 2011. TCPL a pris part aux allocations trimestrielles de quotas pour la centrale de Ravenswood et les installations d'OSP, et les coûts connexes occasionnés se sont élevés à environ 5 millions de dollars en 2010. En général, ces coûts ont été recouverts sur le marché de l'électricité et l'incidence nette sur TCPL n'a pas été importante.

Le gouvernement du Canada a continué de se dire intéressé par une stratégie sur les changements climatiques qui serait harmonisée à l'échelle du continent. En janvier 2010, Environnement Canada a présenté un objectif révisé de réduction des GES dans le contexte de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, intégré à sa soumission pour l'*Accord de Copenhague*. L'objectif révisé représente une diminution de 17 % des émissions de GES d'ici 2020 par rapport aux niveaux de 2005. En juin 2010, le gouvernement fédéral a entrepris une consultation au sujet de sa politique sur les centrales au charbon dont l'intention précisée est la publication de l'ébauche d'un cadre de réglementation dans la *Gazette du Canada* au début de 2011. TCPL a directement pris part à cette consultation en participant à des réunions avec des représentants du gouvernement et de l'Association canadienne de l'électricité. Le nouveau règlement visant à réduire les émissions de GES des centrales au charbon devrait entrer en vigueur en juillet 2015.

Aux États-Unis, l'EPA vise la réglementation des émissions industrielles de GES en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. En mai 2010, l'EPA a produit sa version définitive d'un règlement adapté qui décrit les seuils des émissions et qui comprend un calendrier d'étapes à l'égard de certains permis requis en vertu de la *Clean Air Act*. Au titre de ce règlement, le programme de prévention d'une détérioration importante (« PPDl ») stipule les critères en matière de protection contre la pollution atmosphérique qu'une société doit respecter avant d'obtenir un permis de construction. Les exigences prévues s'appliqueront aux émissions de GES à compter de janvier 2011. La deuxième étape du programme commencera en juillet 2011, et l'adoption d'un nouveau règlement est prévue en 2012 en ce qui concerne

les seuils des émissions et les permis requis à compter de 2013. Outre les exigences du PPDI, le règlement adapté définit des seuils d'émissions comparables et des échéanciers pour l'obtention, par les installations existantes et à venir, des permis d'exploitation prévus en vertu de la *Clean Air Act*, titre V. La réglementation des émissions de GES par l'EPA en vertu de la *Clean Air Act* aurait des répercussions sur TCPL à l'égard des permis requis pour les installations existantes, modifiées et à venir.

Le travail se poursuit, dans le contexte de la Western Climate Initiative (« WCI »), en vue de la mise en œuvre d'un programme de plafond et d'échange devant entrer en vigueur en 2012. Ce programme serait un élément clé du plan visant à aider les membres de la WCI à atteindre, d'ici 2020, leur objectif de réduction des émissions de GES de 15 % par rapport aux niveaux de 2005. À compter de 2012, le plafond s'appliquerait aux services publics et aux grands secteurs industriels, puis il s'étendrait, d'ici 2015, aux carburants pour le transport ainsi qu'aux combustibles utilisés dans les secteurs commercial et résidentiel. La WCI regroupe sept États de l'Ouest des États-Unis et quatre provinces canadiennes. TCPL possède des éléments d'actif dans les quatre provinces membres (le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique) ainsi que dans cinq des États membres (le Montana, l'Arizona, la Californie, l'Oregon et l'État de Washington). L'entrée en vigueur du programme de plafond et d'échange est proposée pour 2012 au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et en Californie. Il s'appliquerait aux installations pipelinières et aux centrales de TCPL, qui s'attend que les coûts de conformité soient en grande partie recouvrables à l'égard des installations atteignant les seuils prévus des émissions.

En avril 2010, l'EPA a rendu public un « avis préalable de projet de règlement » invitant à déposer des commentaires au sujet de sa réévaluation du règlement actuel en vertu de la loi intitulée *Toxic Substances Control Act* et régissant les recours autorisés aux biphényles polychlorés (« BCP ») dans certains appareils. Les modifications proposées pourraient nécessiter le dépôt d'un avis auprès de l'EPA lorsque des BCP sont découverts dans un réseau pipelinier, quel qu'il soit, l'élimination graduelle jusqu'à la disparition complète du recours aux BCP dans les réseaux pipeliniers et les systèmes de compression d'air, ainsi que l'élimination sur-le-champ du stockage de matériel avec BCP en vue de sa réutilisation. Si ces modifications sont adoptées telles qu'elles sont proposées, il est probable qu'elles auront d'importantes répercussions sur les coûts pour ce qui est des actifs de la société aux États-Unis.

TCPL surveille la situation à l'égard de la politique sur les changements climatiques et, au besoin, prend part aux discussions à ce sujet dans les territoires de compétence où la société est présente. En outre, la société va de l'avant avec ses programmes de gestion des émissions de GES pour ses installations et elle évalue de nouveaux procédés ainsi que de nouvelles technologies en vue d'une plus grande efficacité à cet égard et d'une diminution des taux d'émission.

En 2010, l'étape Wood River/Patoka de Keystone est entrée en exploitation. Les pipelines en acier représentent un moyen de transport sûr, efficace et économique pour le pétrole brut. Le matériel et les marches à suivre en place pour Keystone permettront au besoin de contenir les fuites d'hydrocarbures rapidement et sans danger.

Les pipelines de TCPL sont conçus, construits et exploités selon les normes les plus rigoureuses dans le secteur, et ils répondent à toutes les exigences prévues au titre de la réglementation, ou même les surpassent. Keystone fait l'objet d'une surveillance de tous les instants et il est entièrement automatisé avec pompes et vannes pouvant être mises en marche à distance en toute sécurité. Diverses méthodes servent à détecter les fuites ou empêcher qu'elles se produisent. Dans le cas d'une situation peu probable de fuite ou de déversement, des vannes peuvent être fermées pour circonscrire la fuite et limiter le volume des produits déversés.

La société a adopté des plans d'intervention d'urgence devant être déployés dans le cas d'une situation peu probable de fuite ou de déversement le long d'un oléoduc de TCPL en exploitation. Les plans prévoient notamment l'intervention avec personnel et équipement voulus quelle que soit l'envergure du déversement, ainsi que le nettoyage et la remise en état des lieux, de manière à réduire au minimum toutes les incidences sur l'environnement. Ils décrivent les caractéristiques précises de l'environnement autour du pipeline, et les efforts visant à circonscrire la fuite et à remédier à la situation sont fondés sur des pratiques qui sont bien comprises et éprouvées. En outre, TCPL dispose d'un programme permanent visant à procurer aux équipes locales d'intervention d'urgence l'information et la formation requises pour qu'elles puissent toujours être prêtes à intervenir au besoin.

L'incidence des lois, règlements et lignes directrices en matière d'environnement qui ont été récemment adoptés ou qui sont envisagés au palier provincial, étatique ou fédéral, au Canada et aux États-Unis, et de leur application sur les

affaires de TCPL n'est pas encore connue. TCPL émet des hypothèses au sujet de dépenses possibles en matière de sécurité et d'environnement qui sont fondées sur les lois et règlements actuels et sur l'interprétation qui en est faite. Si les lois ou règlements, ou leur interprétation, changent, les hypothèses avancées par la société peuvent elles aussi changer. Les coûts supplémentaires peuvent ou non être recouvrables au titre des ententes commerciales ou des structures tarifaires existantes. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de la part de TCPL, et lorsque les risques peuvent être importants ou sont incertains, la société travaille de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Coûts futurs de cessation d'exploitation

Selon l'endroit, il se peut que la société soit tenue de respecter des lois et règlements précis quant à la cessation d'exploitation de ses installations.

Dans la mesure où il existe à cet égard des obligations légales pouvant être cernées au prix d'un effort raisonnable, la société comptabilise les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à leur juste valeur estimative, désactualisée à la fin de chaque exercice. La société a comptabilisé les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations comme des centrales, des gazoducs, des lignes de transport d'électricité et des installations de stockage de gaz naturel. Les estimations ou hypothèses nécessaires au calcul de telles obligations doivent notamment tenir compte de la portée des activités associées à la cessation d'exploitation et à la remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation et du moment où les immobilisations cesseront d'être exploitées. De par leur nature même, ces hypothèses sont à l'origine d'incertitudes par rapport aux mesures utilisées. La société a établi que la portée et le moment de la mise hors service de ses immobilisations, dans le contexte des gazoducs, oléoducs et centrales touchés par la réglementation, sont tellement incertains que leur estimation au prix d'un effort raisonnable n'était pas possible. Par conséquent, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations qui ne sont plus en exploitation.

L'Initiative de consultation sur les questions foncières de l'ONÉ traite de la cessation d'exploitation des pipelines, notamment des questions financières associées à cette question. Le but de cette initiative est de faire en sorte que toutes les sociétés pipelinaires réglementées en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) commencent à percevoir et à mettre de côté d'ici le milieu de 2014 des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation. Dans la décision qu'il a rendue en mai 2009, l'ONÉ a déterminé plusieurs échéances à l'égard des questions financières, notamment pour la préparation et le dépôt d'une estimation des coûts de cessation d'exploitation en vue de commencer à percevoir les fonds prévus, élaborer une proposition concernant le prélèvement de ces fonds au moyen de droits, et en préparer une autre concernant le processus envisagé pour mettre de côté les fonds en question. TCPL s'apprête à déposer un document présentant les coûts estimatifs de cessation d'exploitation de ses oléoducs et gazoducs au Canada d'ici le 31 mai 2011, conformément à la décision rendue par l'ONÉ. Ces coûts seraient recouverts auprès des expéditeurs sous forme de droits compte tenu du fait que l'ONÉ a établi qu'ils constituent des coûts légitimes associés à la prestation des services fournis et qu'ils peuvent être recouverts auprès des utilisateurs du réseau sur autorisation de l'ONÉ. Les incidences précises sur les droits n'ont pas encore été établies puisqu'elles feront plus tard l'objet d'une instance de l'ONÉ vers la fin de 2012.

Dans un avenir prévisible, la société entend exploiter et assurer l'entretien de ces actifs, tant et aussi longtemps qu'il existera une offre et une demande pour la production d'énergie hydroélectrique, le gaz naturel et le pétrole. Elle continue d'évaluer ses obligations liées aux coûts futurs de cessation d'exploitation et à surveiller les aménagements qui pourraient avoir une incidence sur les montants constatés.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Évaluation des contrôles et des procédures de communication de l'information

Au 31 décembre 2010, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des

finances de conclure qu'au 31 décembre 2010, la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces pour fournir l'assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports déposés par la société auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont soumis, est accumulée et communiquée à la direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, de façon appropriée de manière à permettre la prise de décisions en temps opportun concernant la communication de l'information, et étaient efficaces aussi pour fournir l'assurance raisonnable que cette information était enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais impartis en vertu des lois sur les valeurs mobilières, au Canada et aux États-Unis.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par la haute direction, ou sous sa supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et les autres membres du personnel, pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR du Canada, notamment après rapprochement avec les PCGR des États-Unis.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière. Peu importe leur qualité de conception, les contrôles internes à l'égard de l'information financière comportent des limites qui leur sont inhérentes et ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en matière de préparation et de présentation fidèle des états financiers publiés. Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction et du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes à l'égard de l'information financière en fonction du cadre de contrôle interne découlant du cadre de référence du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

À la suite de son évaluation, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière étaient efficaces au 31 décembre 2010 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

En 2010, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TCPL à l'égard de la communication de l'information financière qui a eu ou dont il est raisonnable de penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TCPL.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Le président et chef de la direction et le chef des finances de TCPL ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations sur la qualité de l'information présentée par TCPL dans les rapports de l'exercice 2010 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR, TCPL doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de discernement pour établir ces estimations et hypothèses. TCPL évalue régulièrement les actifs et les passifs associés à ces estimations et hypothèses et elle est d'avis qu'aucun ajustement important n'est requis. La société croit que les conventions et les estimations comptables qui suivent exigent qu'elle ait recours à des hypothèses au sujet de questions très incertaines et toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence importante sur l'information financière de la société.

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

La société comptabilise les incidences de la réglementation des prix selon les PCGR. L'application de ces principes comptables exige le respect des trois critères suivants :

- Les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être établis par un organisme de réglementation ou soumis à l'approbation d'un tel organisme.
- Les tarifs réglementés doivent être conçus de façon à permettre de recouvrer les coûts relatifs à la prestation des services ou des produits.
- Il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des tarifs établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte.

La direction de la société estime que ces trois critères ont été respectés pour chacun des gazoducs réglementés dont les opérations sont comptabilisées selon les principes de la comptabilité des activités à tarifs réglementés. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que le moment de la constatation de certains produits et charges de gazoducs pour les entreprises réglementées peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR pour rendre compte adéquatement de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société. Au 31 décembre 2010, la société a constaté des actifs réglementaires de 1,5 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars en 2009) au poste correspondant à ces actifs, et de 0,3 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars en 2009) dans les autres actifs à court terme. À cette même date elle a constaté des passifs réglementaires de 0,3 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars en 2009) au poste correspondant à ces passifs, et de 0,1 milliard de dollars (31 millions de dollars en 2009) dans les créditeurs.

Instruments financiers et couvertures

Instruments financiers

À l'origine, la société constate au bilan tous les instruments financiers à leur juste valeur. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances, et autres passifs financiers. Les variations de la juste valeur des instruments financiers sont inscrites au bénéfice net, sauf celles des actifs disponibles à la vente dont les ajustements à la juste valeur sont inscrits dans les autres éléments du résultat étendu.

Les instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme standardisés. La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers non dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Les comptes clients et les prêts et autres créances assortis de paiements fixes ou déterminés qui ne sont pas soumis au cours d'un marché actif sont classés dans les prêts et créances et ils sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute baisse de valeur. La société ne possède pas de placements détenus jusqu'à leur échéance. Les autres passifs financiers sont des passifs qui ne sont pas classés comme étant détenus à des fins de transaction et sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Couvertures

La société utilise la comptabilité de couverture pour les dispositions prises qui sont admissibles à un tel traitement comptable, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur et des flux de trésorerie, ainsi que pour les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert. Les variations de la juste valeur des éléments couverts et des éléments de couverture sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de

couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés dans le bénéfice net du cumul des autres éléments du résultat étendu lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il est déterminé que l'opération couverte ne se produira pas.

La société conclut en outre des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur pour ses activités à tarif réglementé. Les gains et pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouverts par le truchement des droits imputés par la société. Par conséquent, ils sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires au nom des contribuables. Au moment du règlement des couvertures, les gains et les pertes réalisés sont remboursés aux contribuables dans le premier cas, perçus auprès de ceux-ci dans le second, au cours d'exercices subséquents.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit l'investissement.

Lorsqu'elle ne correspond pas à la valeur comptable, la juste valeur des instruments financiers et des couvertures est principalement fondée sur les valeurs du marché et est ajustée pour tenir compte du risque de crédit, qui peut fluctuer grandement d'une période à l'autre. Puisque ces variations de la juste valeur sont constatées dans le résultat, elles peuvent faire fluctuer le bénéfice net.

Les instruments financiers et les couvertures, y compris les risques liés aux fluctuations du résultat et des flux de trésorerie, sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Dotation aux amortissements

Les immobilisations corporelles de TCPL, une fois prêtes pour l'usage auquel elles sont destinées, sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. Les estimations de durée de vie utile nécessitent de la direction qu'elle fasse preuve de discernement quant à la durée pendant laquelle les actifs seront utilisés en se fondant sur des études d'ingénierie de tiers, sur sa propre expérience et sur les pratiques de l'industrie. Le paiement initial pour les CAE de la société est reporté et amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats, qui échoient en 2017 et en 2020.

Les gazoducs et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 6 %. Les oléoducs et le matériel de pompage sont amortis à des taux annuels variant approximativement de 2 % à 2,5 %. Les postes de comptage et les autres immobilisations sont amortis à des taux divers. En fonction de leurs principales composantes, le grand équipement et les structures des centrales et des installations de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont initialement comptabilisés à la valeur actualisée des loyers minimums au moment de l'entrée en vigueur du contrat et ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel de l'entreprise d'énergie est amorti à divers taux. Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

La dotation aux amortissements a été de 1 354 millions de dollars en 2010 (1 377 millions de dollars en 2009; 1 247 millions de dollars en 2008) et elle a été constatée dans les résultats des entreprises de gazoducs et d'énergie. Pour l'entreprise de gazoducs, les taux d'amortissement sont approuvés, le cas échéant, par les organismes de réglementation, et les charges d'amortissement sont recouvrées en fonction du coût des services ou des produits proposés. Si les organismes de réglementation autorisent le recouvrement de l'amortissement par le truchement des tarifs demandés aux clients, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations corporelles de l'entreprise de gazoducs n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TCPL, mais elle aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation. Une dotation aux amortissements des CAE d'un montant de 58 millions de dollars a été incluse dans la dotation aux amortissements de l'entreprise d'énergie à chacun des exercices de 2008 à 2010.

Perte de valeur des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations ainsi que ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

Au 31 décembre 2010, la société a déclaré un écart d'acquisition de 3,6 milliards de dollars (3,8 milliards de dollars en 2009). L'écart d'acquisition pour les entreprises de gazoducs et d'énergie est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Une première évaluation est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités d'exploitation. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à cette juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée.

Ces évaluations sont fondées sur les prévisions faites des flux de trésorerie futurs par la direction et, par conséquent, elles exigent le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base et à l'égard de la capacité;
- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

Des changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influencer sur le besoin, pour la société, de constater une charge au titre de la perte de valeur.

MODIFICATIONS COMPTABLES

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

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

Le chapitre 1582 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») intitulé « Regroupements d'entreprises » s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1^{er} janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la présentation d'informations supplémentaires. L'adoption de cette norme devrait avoir

une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 seront également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigeront la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclura 100 % des résultats de la filiale et présentera la ventilation du bénéfice entre les participations avec contrôle et les participations sans contrôle. Ces normes entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2011. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 seront appliqués prospectivement et les changements découlant de l'adoption des chapitres 1601 et 1602 seront appliqués rétrospectivement.

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA avait précédemment annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). À titre de société inscrite à la SEC, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et la société a l'option de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. TCPL avait déclaré antérieurement que la société prévoyait préparer ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011. En raison des faits dont il est question ci-dessous, la direction prévoit que la société adoptera les PCGR des États-Unis le 1^{er} janvier 2012. Le projet de passage aux IFRS de la société se déroulait tel que prévu en vue de respecter la date de conversion du 1^{er} janvier 2011 avant que ne surviennent ces faits.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique des conventions comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés. Selon ces normes sur la CATR, pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges peut différer de celui qui est autrement prévu aux termes des PCGR pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés. Ces écarts temporaires sont constatés sous les actifs réglementaires et les passifs réglementaires dans le bilan consolidé de TCPL et ils représentent les droits et les obligations courants quant aux flux de trésorerie que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents. En date du 31 décembre 2010, TCPL a constaté des actifs réglementaires de 1,8 milliard de dollars et des passifs réglementaires de 0,4 milliard de dollars au titre de la CATR ainsi que certaines autres répercussions liées à la CATR.

En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés qui proposait une certaine norme de CATR conformément aux IFRS. À sa réunion de septembre 2010, l'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et a supprimé le projet de CATR de son programme actuel. L'IASB étudie la forme que pourrait revêtir un futur projet, le cas échéant, visant à examiner la CATR. TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur pour 2012.

En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR afin de permettre à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant une année. En raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment, de la portée et de l'adoption éventuelle d'une norme relative à la CATR conformément aux IFRS, TCPL reportera l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA*, en 2011 afin de poursuivre l'application de la CATR. TCPL continuera de surveiller activement les faits nouveaux au sujet de l'IASB en ce qui a trait à la CATR et aux autres IFRS.

Projet de conversion aux PCGR des États-Unis

L'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis devrait être conforme à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public. Il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et procédés en place pour appliquer les PCGR des États-Unis en tant que principales normes comptables.

L'équipe chargée du projet de passage aux IFRS de TCPL a été réaffectée au soutien de la conversion aux PCGR des États-Unis. Tout le personnel touché par la conversion recevra une formation approfondie sur les PCGR des États-Unis et des travaux de recherche technique seront effectués. L'équipe chargée de la conversion est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation en vue de l'adoption vraisemblable des PCGR des États-Unis. De plus, la direction informe le comité de vérification de TCPL du déroulement du projet et de tout fait nouveau pertinent relativement aux IFRS à l'occasion de chaque réunion du comité de vérification.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES⁽¹⁾

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2010			
	T4	T3	T2	T1
Produits	2 057	2 129	1 923	1 955
Bénéfice net	276	387	292	301
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,40 \$	0,57 \$	0,43 \$	0,46 \$

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2009			
	T4	T3	T2	T1
Produits	1 986	2 049	1 984	2 162
Bénéfice net	384	343	316	336
Données sur les actions				
Bénéfice net par action – de base et dilué	0,58 \$	0,55 \$	0,52 \$	0,55 \$

⁽¹⁾ Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

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

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

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du

marché, des paiements de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Suivent les éléments notables ayant influé sur le BAII et le bénéfice net en 2010 et en 2009.

- **Quatrième trimestre de 2010** Le BAII du secteur des gazoducs affiche un recul en raison de la constatation d'une provision pour évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts (127 millions de dollars après les impôts) relativement aux avances à l'APG dans le cadre du GVM. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui est entrée en service en octobre 2010, et des gains non réalisés nets de 22 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- **Troisième trimestre de 2010** Le BAII du secteur des gazoducs a augmenté en raison de la constatation, sur neuf mois, d'un résultat supplémentaire lié au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012, ce qui a fait augmenter le bénéfice net de 33 millions de dollars. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de Halton Hills, installation entrée en service en septembre 2010, et des gains non réalisés nets de 4 millions de dollars avant les impôts (3 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- **Deuxième trimestre de 2010** Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 15 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net tient compte d'une baisse de 58 millions de dollars après les impôts puisque des pertes ont été constatées en 2010 comparativement aux gains inscrits en 2009 découlant des instruments dérivés portant sur les taux de change et les taux d'intérêt qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture et de la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en dollars US.
- **Premier trimestre de 2010** Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 49 millions de dollars avant les impôts (32 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- **Quatrième trimestre de 2009** Le BAII du secteur des gazoducs comprenait un gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts (18 millions de dollars après les impôts) attribuable à la participation réduite de TCPL dans PipeLines LP découlant de l'émission de parts ordinaires de Pipelines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net comprenait des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars découlant de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province d'Ontario.
- **Troisième trimestre de 2009** Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 14 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- **Deuxième trimestre de 2009** Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Le BAII de l'entreprise d'énergie comprenait également l'apport de la centrale de Portlands Energy, qui est entrée en exploitation en avril 2009, ainsi que l'incidence négative des prix de l'électricité réalisés généralement inférieurs pour les installations énergétiques de l'Ouest.
- **Premier trimestre de 2009** Le BAII du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2010

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires								
	Gazoducs		Énergie		Siège social		Total	
<i>Trimestres clos les 31 décembre</i>								
<i>(non audité)</i>								
<i>(en millions de dollars)</i>								
BAIIA comparable⁽¹⁾	737	745	301	248	(33)	(28)	1 005	965
Amortissement	(241)	(257)	(103)	(86)	–	–	(344)	(343)
BAII comparable⁽¹⁾	496	488	198	162	(33)	(28)	661	622
Postes particuliers :								
Provision pour évaluation du GVM	(146)	–	–	–	–	–	(146)	–
Activités de gestion des risques	–	–	22	7	–	–	22	7
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP	–	29	–	–	–	–	–	29
BAII⁽¹⁾	350	517	220	169	(33)	(28)	537	658
Intérêts débiteurs							(189)	(193)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(15)	(17)
Intérêts créditeurs et autres							61	22
Impôts sur le bénéfice							(90)	(66)
Participations sans contrôle							(28)	(20)
Bénéfice net							276	384
Dividendes sur les actions privilégiées							(5)	(5)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							271	379
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Provision pour évaluation du GVM							127	–
Activités de gestion des risques							(12)	(5)
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP							–	(18)
Ajustements d'impôts							–	(30)
Résultat comparable⁽¹⁾							386	326

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

Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice net de TCPL s'est chiffré à 276 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 271 millions de dollars, comparativement à respectivement 384 millions de dollars et 379 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2009.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 386 millions de dollars comparativement au chiffre de 326 millions de dollars inscrit pour la même période en 2009. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 ne tient pas compte de la provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts) au titre des avances à l'APG pour le GVM. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 ne tient pas compte non plus de gains non réalisés nets de 12 millions de dollars après les impôts (22 millions de dollars avant les impôts) (gains de 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) en 2009) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des

risques. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 ne tenait pas compte non plus d'un montant de 30 millions de dollars au titre d'ajustements d'impôts favorables attribuables à la réduction des taux d'imposition des sociétés dans la province d'Ontario et du gain de dilution de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) découlant de la participation réduite de TCPL dans Pipelines LP à la suite de l'émission de parts ordinaires de Pipelines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne au quatrième trimestre de 2009. L'accroissement de 60 millions de dollars du résultat comparable tient compte de ce qui suit :

- la progression du BAII comparable du secteur des gazoducs, principalement attribuable au recul des coûts d'expansion des affaires et à l'accroissement du résultat du réseau de l'Alberta à la suite du règlement sur les besoins en produits, à la hausse des produits de Northern Border et à la baisse de la dotation aux amortissements pour Great Lakes, contrée en partie par le repli des produits du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta lié aux frais recouverts par imputation à l'exercice;
- le BAII comparable supérieur du secteur de l'énergie s'explique surtout par la production accrue d'électricité à Bruce A, de la hausse des produits tirés de la capacité, des volumes des ventes et des prix réalisés pour les installations énergétiques aux États-Unis ainsi que le résultat supplémentaire provenant du démarrage de Halton Hills, dont la mise en service a eu lieu en septembre 2010, facteurs atténués en partie par la réduction de la charge de location de Bruce B en 2009, le recul des prix réalisés pour l'électricité par les installations énergétiques de l'Ouest et Bruce B, et la diminution des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès de tiers pour l'entreprise de stockage de gaz naturel;
- les pertes accrues au titre du BAII comparable du secteur du siège social s'expliquent avant tout par la hausse des coûts des services de soutien et autres coûts du secteur du siège social;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés liés à Keystone et à d'autres projets d'investissement ainsi qu'à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US, atténuée en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, qui tient compte de gains supérieurs au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009 en raison d'ajustements d'impôts favorables qui ont réduit les impôts sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2009, contrée en partie par le recul du résultat avant les impôts au quatrième trimestre de 2010.

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 496 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement à 488 millions de dollars pour la même période en 2009. Le BAII comparable du quatrième trimestre de 2010 ne tient pas compte de la provision pour évaluation avant les impôts de 146 millions de dollars au titre des avances à l'APG pour le GVM. Le BAII comparable en 2009 ne tenait pas compte du gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts découlant de la participation réduite de TCPL dans Pipelines LP à la suite de l'émission de parts ordinaires de Pipelines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne au quatrième trimestre de 2009.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada au quatrième trimestre de 2010 a diminué de 1 million de dollars pour s'établir à 71 millions de dollars, alors qu'il avait été de 72 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice net tenait compte du RCA inférieur de 8,52 % contre 8,57 % en 2009, en fonction d'une base tarifaire moyenne moindre, recul annulé en partie par des revenus incitatifs supérieurs.

Au quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada a diminué de 13 millions de dollars, par rapport à la période correspondante de 2009, pour passer de 282 millions de dollars à 269 millions de dollars, et ce, surtout en raison des produits inférieurs découlant de la diminution des impôts sur le bénéfice et des charges financières prévus dans les droits de 2010, qui sont recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice et n'influent pas sur le bénéfice net. L'amointrissement des charges financières s'explique avant tout par l'échéance, en 2009 et au début de 2010, de titres d'emprunt assortis d'un coût plus élevé.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta a été de 53 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 et il s'est accru de 8 millions de dollars comparativement au trimestre correspondant de 2009. Le bénéfice net du quatrième trimestre

de 2010 tient compte d'un RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et une base tarifaire moyenne plus élevée découlant du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012, annulé en partie par le recul des revenus incitatifs.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 194 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, alors qu'il avait été de 193 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Le BAIIA comparable du quatrième trimestre de 2010 tient compte du RCA découlant du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012 et d'une base tarifaire moyenne supérieure, facteurs contrés en partie par le recul des produits compte tenu de la baisse des charges financières qui sont recouvrées selon la méthode d'imputation à l'exercice, et la diminution des revenus incitatifs comparativement à 2009.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable provenant de Foothills au quatrième trimestre de 2010 se sont accrus de respectivement 2 millions de dollars et 1 million de dollars, comparativement au quatrième trimestre de 2009 pour atteindre respectivement 7 millions de dollars et 33 millions de dollars. Cette hausse s'explique avant tout par le règlement conclu en 2010 au sujet de Foothills, qui a établi un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2010 à 2012. Les résultats de 2009 étaient fonction de la formule de l'ONÉ fondée sur un rendement de 8,57 %, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 36 %.

Le BAIIA comparable des autres gazoducs canadiens au quatrième trimestre de 2010, à 11 millions de dollars, se compare à 15 millions de dollars pour la même période en 2009. La baisse au quatrième trimestre de 2010 est essentiellement attribuable à un ajustement du coût du capital de TQM en 2009.

Au quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 76 millions de dollars US, comparativement aux 79 millions de dollars US enregistrés pour la période correspondante de 2009. Le recul est principalement imputable à la baisse des ventes de transport et des produits de stockage puisque la hausse des stocks régionaux et de l'approvisionnement d'appoint provenant de la côte américaine du golfe du Mexique a influé négativement sur les droits de transport et la demande de gaz naturel.

Le BAIIA comparable de GTN au quatrième trimestre de 2010 a atteint 45 millions de dollars US, comparativement à 41 millions de dollars US pour la période correspondante de 2009. Cette hausse s'explique avant tout par le produit supplémentaire inscrit en 2010 relativement aux distributions dans le cadre de la faillite de Calpine et les moindres coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulée en partie par la radiation, en 2010, des coûts liés au projet de systèmes d'information qui n'a pas porté ses fruits.

Pour le reste des gazoducs aux États-Unis, le BAIIA s'est établi à 128 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2010, alors qu'il avait été de 126 millions de dollars US pour la même période en 2009. La hausse était surtout due à l'incidence favorable sur le résultat de Pipelines LP de l'accroissement des produits de Northern Border, annulée en partie par la diminution des produits de Great Lakes. Les gazoducs aux États-Unis ont également subi le contrecoup de la hausse des frais généraux et des frais d'administration et de soutien liés principalement au démarrage de Keystone.

Pour ce qui est de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs, les pertes au titre du BAIIA comparable ont diminué de 15 millions de dollars pour s'établir à 21 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, alors qu'elles avaient été de 36 millions de dollars pour la même période en 2009 surtout à cause de la régression des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska.

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 198 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement à 162 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2009. Le BAII comparable du quatrième trimestre de 2010 ne tient pas compte de gains non réalisés nets, avant les impôts, de 22 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2009) attribuables respectivement aux variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et à certaines activités de gestion des risques.

Au quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 48 millions de dollars, soit 13 millions de dollars de moins que le chiffre inscrit pour la même période en 2009. Ce recul provient surtout de la baisse des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble. Les prix contractuels au quatrième trimestre de 2010 ont contribué aux marges positives comparativement aux marges réalisées sur le marché au comptant.

Toutefois, les prix contractuels étaient moins élevés qu'au quatrième trimestre de 2009, en raison de l'incidence continue du ralentissement économique en Amérique du Nord.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 21 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2009 et celui de 2010 pour atteindre 77 millions de dollars. Cette hausse s'explique avant tout par le résultat supplémentaire provenant de Halton Hills, dont la mise en service a eu lieu en septembre 2010.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a augmenté de 29 millions de dollars pour s'établir à 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement au chiffre de 70 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2009.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est accrue de 62 millions de dollars pour atteindre 33 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement aux pertes de 29 millions de dollars subies au quatrième trimestre de 2009 en raison de la hausse des volumes et de la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 33 millions de dollars pour s'établir à 66 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, alors qu'elle avait été de 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, et ce, en raison surtout de la hausse de la charge de location et de la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 31 millions de dollars US pour atteindre 59 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009, hausse attribuable surtout à l'accroissement des produits tirés de la capacité, aux prix réalisés supérieurs et aux volumes accrus de vente d'électricité.

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 37 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, contre 49 millions de dollars pour la même période en 2009. La baisse du BAIIA comparable au quatrième trimestre de 2010 est principalement attribuable à la régression des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès de tiers, en raison de l'élargissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel.

Au quatrième trimestre de 2010, les intérêts débiteurs ont diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 189 millions de dollars, alors qu'ils avaient été de 193 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. Ce repli reflète la majoration des intérêts capitalisés dans le cadre du programme d'investissement de la société en 2010, principalement attribuable à la construction de Keystone, à l'incidence positive du fléchissement de la devise américaine sur les intérêts libellés en dollars US, et à l'échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA en 2009 et 2010. Ces baisses ont été contrées en partie par des intérêts débiteurs supplémentaires dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010 et de 1,0 milliard de dollars US en septembre 2010.

Au quatrième trimestre de 2010, les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 39 millions de dollars pour s'établir à 61 millions de dollars, tandis qu'ils s'étaient chiffrés à 22 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. Cette hausse s'explique par les gains supérieurs constatés en 2010, comparativement à 2009, en raison des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Au quatrième trimestre de 2010, les impôts sur le bénéfice se sont élevés à 90 millions de dollars alors qu'ils avaient été de 66 millions de dollars pour la même période en 2009. La hausse découle avant tout des ajustements d'impôts favorables qui ont réduit les impôts sur le bénéfice en 2009, notamment des ajustements favorables de 30 millions de dollars découlant de la réduction des taux d'imposition des sociétés dans la province d'Ontario, annulée en partie par la hausse du bénéfice avant les impôts en 2010.

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Au 10 février 2011, TCPL avait 675 millions d'actions ordinaires émises et en circulation, 4 millions d'actions privilégiées de série U et 4 millions d'actions privilégiées de série Y émises et en circulation, et la société n'avait en cours aucune option permettant d'acheter des actions ordinaires.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Pour un complément d'information sur TCPL, y compris la notice annuelle et d'autres documents d'information continue de la société, le lecteur est prié de consulter le site SEDAR au www.sedar.com, sous TransCanada Pipelines Limited.

Un complément d'information sur les principales données financières consolidées pour les exercices compris dans la période allant de 2001 à 2010 est présenté sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des dix derniers exercices » dans la section sur les renseignements complémentaires du rapport annuel de la société.

GLOSSAIRE

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers	Carseland	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta
AGIA	Alaska Gasline Inducement Act	Cartier énergie éolienne	Cinq parcs éoliens à Gaspé, au Québec, dont trois sont en exploitation et deux sont en construction
American Natural Resources (« ANR »)	Réseau de transport de gaz naturel rayonnant à partir des gisements en production principalement situés au Texas, en Oklahoma et dans la région du centre du continent américain et s'étendant jusqu'à des marchés situés principalement au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana et installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan	CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
APG	Aboriginal Pipeline Group	Chinook	Projet proposé de ligne de transport d'électricité depuis le Montana jusqu'au Nevada
ARNBP	Accord de remise à neuf Bruce Power	CNC	Conseil des normes comptables
AUC	Alberta Utilities Commission	CO ₂	Dioxyde de carbone
b/j	Baril(s) par jour	Coolidge	Centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel en construction à Coolidge, en Arizona
BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts	EACL	Énergie atomique du Canada limitée
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement	CrossAlta	Installation souterraine de stockage de gaz naturel située près de Crossfield, en Alberta
BCP	Biphényles polychlorés	Edson	Installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta.
Bear Creek	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta	Expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique	Prolongement et expansion proposés de l'oléoduc Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique
Bécancour	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec	FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Bison	Gasoduc qui s'étend depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'à Northern Border, dans le Dakota du Nord	Foothills	Réseau de transport de gaz naturel depuis le centre de l'Alberta jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et les États-Unis et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust	Gas Pacifico	Gazoduc s'étendant de Loma de la Lata, en Argentine, jusqu'à Concepción, au Chili
Broadwater	Projet proposé de GNL situé dans les eaux du détroit de Long Island, dans l'état de New York	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho jusqu'à la frontière entre l'Oregon et la Californie, en passant par l'Idaho, le Washington et l'Oregon
Bruce A	Participation dans une centrale nucléaire composée des réacteurs 1 à 4 de Bruce Power	GES	Gaz à effet de serre
Bruce B	Participation dans une centrale nucléaire composée des réacteurs 5 à 8 de Bruce Power	GNL	Gaz naturel liquéfié
Bruce Power	Centrale nucléaire situé au nord-ouest de Toronto, en Ontario (Bruce A et Bruce B, collectivement)	Gpi ³	Milliard de pieds cubes
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
CAE	Convention d'achat d'électricité	Grandview	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick
Calpine	Calpine Corporation		
Cancarb	Centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle attenante à l'installation de noir de carbone thermique de Cancarb située à Medicine Hat, en Alberta		

Great Lakes	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'Est du Canada ainsi que du Nord-Est des États-Unis et du Midwest américain	Ocean State Power (« OSP »)	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island
GTNC	Gas Transmission Northwest Company	OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
Guadalajara	Gazoduc en construction au Mexique allant de Manzanillo, au Colima jusqu'à Guadalajara, au Jalisco	OMERS	Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario
GWh	Gigawatt-heure	ONÉ	Office national de l'énergie
Halton Hills	Centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Halton Hills, en Ontario	Palomar	Pipeline proposé qui s'étend du réseau de GTN jusqu'au fleuve Columbia, au nord-ouest de Portland
IASB	International Accounting Standards Board	PCGR	Principes comptables généralement reconnus du Canada
ICCA	Institut Canadien des Comptables Agréés	PCGR des États-Unis	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
IESO	Independent Electricity System Operator	PipeLines LP	TC Pipelines, LP
IFRS	Normes internationales d'information financière	PJM Interconnection	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie des 13 États et du district fédéral de Columbia
INNERGY	Société de commercialisation de gaz industriel établie à Concepción, au Chili	PME	Pression maximale d'exploitation
Iroquois	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, qui alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis	Portland	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point situé près d'East Hereford, au Québec, jusqu'au Nord-Est des États-Unis
ISO	Organisation internationale de normalisation	Portlands Energy	Centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Toronto, en Ontario
Keystone	Wood River/Patoka, prolongement de Cushing et expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, collectivement	PPDI	Programme de prévention d'une détérioration importante
km	Kilomètre(s)	Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »)	Gazoduc proposé à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta
MacKay River	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta	Projet de gazoduc de l'Alaska	Gazoduc proposé s'étendant de Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta ou à Valdez, en Alaska
MCT	Marché de capacité à terme	Projet éolien de Kibby	Parc éolien situé à Kibby dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans le nord-ouest du comté de Franklin, dans le Maine
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour	Prolongement de Cushing	Deuxième phase de l'oléoduc Keystone acheminant du pétrole brut jusqu'à Cushing, en Oklahoma
MW	Mégawatts(s)	PWU	Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique
MWh	Mégawatt-heure.	Ravenswood	Centrale électrique à turbines multiples regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion située à Queens, dans l'État de New York
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.	RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
North Baja	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de l'Arizona jusqu'à la frontière entre le Mexique et la Californie, en Basse-Californie		
Northern Border	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point près de Monchy, en Saskatchewan jusqu'au Midwest américain		
NYISO	New York Independent System Operator		

RDA	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	TC Hydro	Installations hydroélectriques situés au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts
Redwater	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta	TCPL ou la société	TransCanada PipeLines Limited
Régimes CD	Régimes de retraite à cotisations déterminées	TCPL USA	TransCanada PipeLine USA Ltd.
Régimes PD	Régimes de retraite à prestations déterminées	Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre le Québec et l'Ontario et qui achemine du gaz naturel à destination des marchés du Québec et se raccorde à Portland
Réseau de l'Alberta	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique	TransAlta	TransAlta Corporation
Réseau principal au Canada	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec	TransCanada	TransCanada Corporation
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative	TransGas	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita jusqu'à Cali, en Colombie
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis	Tuscarora	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada
SEP	Society of Energy Professionals Trust		
Sheerness	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Hanna, en Alberta	VaR	Valeur à risque
SSE	Santé, sécurité et environnement	Ventures LP	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta qui alimente en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta ainsi qu'un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta
Sundance A	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Wabamun, en Alberta		
Sundance B	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Wabamun, en Alberta	WCI	Western Climate Initiative
		Wood River/Patoka	Première phase de l'oléoduc Keystone qui achemine du pétrole brut jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois
Tamazunchale	Gazoduc au Mexique ayant son point de départ à Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi	Zephyr	Projet proposé de ligne de transport d'électricité depuis le Wyoming jusqu'au Nevada

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et l'analyse par la direction qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2010 et 2009 et met en évidence les changements importants survenus entre 2009 et 2008, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôles internes à l'égard de l'information financière comprenant un programme de vérifications internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôles internes à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre de contrôle interne intégré au cadre de référence du *Committee of Sponsoring Organizations* de la *Treadway Commission*. À la suite de son évaluation, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2010 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitter de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et des contrôles internes. Le conseil d'administration s'acquitter de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité de vérification composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité de vérification rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les vérificateurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et la vérification conformément aux modalités de la charte du comité de vérification définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité de vérification de superviser la façon dont la direction s'acquitter de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les vérificateurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité de vérification sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité de vérification approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan de vérification annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR du Canada. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. fait état de l'étendue de leur audit et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et
chef de la direction,



Russell K. Girling

Le 14 février 2011

Le vice-président directeur et
chef des finances,



Donald R. Marchand

Rapport des auditeurs

Aux actionnaires de TransCanada Pipelines Limited

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransCanada Pipelines Limited et de ses filiales, qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2010 et 2009 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2010 ainsi que les notes y afférentes, qui renferment un résumé des principales méthodes et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et effectuions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder nos opinions d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de TransCanada Pipelines Limited et de ses filiales aux 31 décembre 2010 et 2009, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2010 conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 14 février 2011

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2010	2009	2008
Produits	8 064	8 181	8 547
Charges (produits) d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 114	3 213	2 976
Achats de produits de base revendus	1 017	831	1 429
Amortissement	1 354	1 377	1 247
Provision pour évaluation du GVM (note 7)	146	–	–
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine (note 18)	–	–	(279)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (note 4)	–	–	41
	5 631	5 421	5 414
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 10)	754	986	962
Intérêts débiteurs des coentreprises (note 11)	59	64	72
Intérêts créditeurs et autres	(94)	(119)	(42)
	719	931	992
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	1 714	1 829	2 141
(Recouvrement) charge d'impôts (note 19)			
Exigibles	(142)	32	524
Futurs	507	344	67
	365	376	591
Participations sans contrôle (note 15)	93	74	108
Bénéfice net	1 256	1 379	1 442
Dividendes sur les actions privilégiées (note 17)	22	22	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 234	1 357	1 420

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2010	2009	2008
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 256	1 379	1 442
Amortissement	1 354	1 377	1 247
Impôts futurs (note 19)	507	344	67
Participations sans contrôle (note 15)	93	74	108
Provision pour évaluation du GVM (note 7)	146	–	–
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges (note 22)	(69)	(111)	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (note 4)	–	–	41
Autres	(8)	(19)	70
	3 279	3 044	2 992
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 23)	(256)	(88)	128
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 023	2 956	3 120
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(5 036)	(5 417)	(3 134)
Montants reportés et autres	(384)	(571)	(459)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 9)	–	(902)	(3 229)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts sur le bénéfice exigibles	–	–	28
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(5 420)	(6 890)	(6 794)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 16 et 17)	(1 109)	(998)	(817)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(90)	(78)	(119)
Avances de (avances à) la société mère (note 25)	116	932	(180)
Billets à payer émis (remboursés), montant net (note 20)	474	(244)	1 659
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission (note 10)	2 371	3 267	2 197
Réduction de la dette à long terme	(494)	(1 005)	(840)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises (note 11)	177	226	173
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(254)	(246)	(120)
Actions ordinaires émises (note 16)	987	1 676	2 419
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission (note 9)	–	193	–
Rentrées nettes liées aux activités de financement	2 178	3 723	4 372
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(8)	(110)	98
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(227)	(321)	796
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	979	1 300	504
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	752	979	1 300

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre
(en millions de dollars)

	2010	2009
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	752	979
Débiteurs	1 280	968
Montant à recevoir de TransCanada Corporation (note 25)	1 363	845
Stocks	425	511
Autres	777	701
	4 597	4 004
Immobilisations corporelles (note 5)	36 244	32 879
Écart d'acquisition (note 6)	3 570	3 763
Actifs réglementaires (note 14)	1 512	1 524
Actifs incorporels et autres actifs (note 7)	2 026	2 500
	47 949	44 670
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 20)	2 092	1 687
Créditeurs	2 247	2 191
Intérêts courus	361	380
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 10)	894	478
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 11)	65	212
	5 659	4 948
Montant à rembourser à TransCanada Corporation (note 25)	2 703	2 069
Passifs réglementaires (note 14)	314	385
Montants reportés (note 13)	694	743
Impôts futurs (note 19)	3 250	2 893
Dette à long terme (note 10)	17 028	16 186
Dette à long terme des coentreprises (note 11)	801	753
Billets subordonnés de rang inférieur (note 12)	985	1 036
	31 434	29 013
Participations sans contrôle (note 15)	768	785
Capitaux propres	15 747	14 872
	47 949	44 670

Engagements, éventualités et garanties (note 24)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling
Administrateur



Kevin E. Benson
Administrateur

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2010	2009	2008
Bénéfice net	1 256	1 379	1 442
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(180)	(471)	571
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	89	258	(589)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(137)	77	(60)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	(17)	(24)	(23)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés disponibles à la vente ⁽⁵⁾	-	-	2
Autres éléments du résultat étendu	(245)	(160)	(99)
Résultat étendu	1 011	1 219	1 343

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 65 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 92 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2008).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 124 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars en 2008).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 95 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 7 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars en 2008).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 21 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 9 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2008).

⁽⁵⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant en 2008.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

<i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie et autres	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2008	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	571	–	571
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(589)	–	(589)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	–	(60)	(60)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	–	(23)	(23)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés disponibles à la vente ⁽⁵⁾	–	2	2
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(471)	–	(471)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers ⁽²⁾	258	–	258
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	–	77	77
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	–	(24)	(24)
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers⁽¹⁾	(180)	–	(180)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers⁽²⁾	89	–	89
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie⁽³⁾	–	(137)	(137)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures⁽⁴⁾⁽⁶⁾	–	(17)	(17)
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(877)

⁽¹⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 65 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 92 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2008).

⁽²⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 124 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars en 2008).

⁽³⁾ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 95 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 7 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars en 2008).

⁽⁴⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de 21 millions de dollars en 2010 (charge d'impôts de 9 millions de dollars en 2009; recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2008).

⁽⁵⁾ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant en 2008.

⁽⁶⁾ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie déclarées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net en 2011 sont évaluées à 94 millions de dollars (60 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
ÉTATS CONSOLIDÉS DES CAPITAUX PROPRES

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	2010	2009	2008
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	10 649	8 973	6 554
Produit de l'émission d'actions (note 16)	987	1 676	2 419
Solde à la fin de l'exercice	11 636	10 649	8 973
Actions privilégiées			
Solde au début et à la fin de l'exercice	389	389	389
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	335	284	281
Autres	6	4	3
Augmentation de la participation dans PipeLines LP (note 9)	-	47	-
Solde à la fin de l'exercice	341	335	284
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	4 131	3 789	3 202
Bénéfice net	1 256	1 379	1 442
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 107)	(1 015)	(833)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Solde à la fin de l'exercice	4 258	4 131	3 789
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(632)	(472)	(373)
Autres éléments du résultat étendu	(245)	(160)	(99)
Solde à la fin de l'exercice	(877)	(632)	(472)
	3 381	3 499	3 317
Total des capitaux propres	15 747	14 872	12 963

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 1 DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

TransCanada Pipelines Limited (« TCPL » ou la « société ») est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation (« TransCanada ») et l'une des plus importantes sociétés énergétiques d'Amérique du Nord. TCPL exerce ses activités dans trois secteurs, les gazoducs, les oléoducs et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et services différents.

Gazoducs

Le secteur des gazoducs est principalement constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées. Par l'entremise du secteur des gazoducs, TCPL possède et exploite :

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec (le « réseau principal au Canada »);
- un réseau de transport de gaz naturel en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique (le « réseau de l'Alberta »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend des gisements en exploitation situés principalement au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et en Louisiane jusqu'à des marchés situés principalement dans les États du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana et des installations de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan (« ANR »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho à la frontière entre l'Oregon et la Californie (« GTN »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine au centre de l'Alberta et qui s'étend jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et le Montana (« Foothills »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'à Northern Border, dans le Dakota du Nord (« Bison »);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (« Ventures LP »);
- un réseau de transport de gaz naturel au Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi (« Tamazunchale »).

Par le truchement de son secteur des gazoducs, TCPL exploite les réseaux de gazoducs suivants et y détient des participations :

- une participation directe de 53,6 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'Est du Canada, du Nord-Est des États-Unis et du Midwest américain (« Great Lakes »);
- une participation de 61,7 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'East Hereford, au Québec, pour aboutir dans le Nord-Est des États-Unis (« Portland »);
- une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre le Québec et l'Ontario et qui achemine du gaz naturel à destination des marchés du Québec et du réseau de Portland (« TQM »);
- une participation avec contrôle de 38,2 % dans TC PipeLines, LP (« PipeLines LP »), dont la participation dans les pipelines exploités par TCPL s'établit comme suit :
 - une participation de 46,4 % dans Great Lakes; TCPL détient une participation effective cumulée de 71,3 % dans Great Lakes par le truchement de PipeLines LP et d'une participation indirecte décrite ci-dessus;
 - une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à un point près de Monchy, en Saskatchewan et se termine dans le Midwest américain (« Northern Border »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 19,1 % par le truchement de PipeLines LP;
 - une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine en Arizona et se termine à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (« North Baja »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 38,2 % par le truchement de PipeLines LP;
 - une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel depuis Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada (« Tuscarora »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 38,2 % par le truchement de PipeLines LP.

TCPL détient des participations dans les gazoducs et les activités de commercialisation du gaz ci-dessous, mais dont elle n'assume pas l'exploitation :

- une participation de 44,5 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et qui alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis (« Iroquois »);
- une participation de 46,5 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita, jusqu'à Cali, en Colombie (« TransGas »);

- une participation de 30 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili (« Gas Pacífico ») ainsi que dans une société de commercialisation du gaz naturel industriel établie à Concepción (« INNERGY »).

TCPL construit au Mexique un gazoduc, qu'elle prévoit exploiter, qui transportera du gaz naturel depuis Manzanillo jusqu'à Guadalajara (« Guadalajara »).

Oléoducs

Le secteur des oléoducs consiste en un oléoduc détenu en propriété exclusive et exploité par la société, qui transporte du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de Wood River et de Patoka, en Illinois, et depuis Steele City, au Nebraska, à destination de Cushing, en Oklahoma (« prolongement de Cushing »). La société prévoit élargir et prolonger le gazoduc jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique ») (collectivement, « Keystone ») et les travaux de construction seront entrepris dès la réception des permis définitifs.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Par l'entremise du secteur de l'énergie, la société possède et exploite :

- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- une centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle faisant partie de l'installation de noir de carbone thermique de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (« Cancarb »);
- une centrale électrique alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion située à Queens, dans l'État de New York (« Ravenswood »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Halton Hills, en Ontario (« Halton Hills »);
- des actifs de production hydroélectrique situés dans les États du New Hampshire, du Vermont et du Massachusetts (« TC Hydro »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island (« Ocean State Power »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec (« Bécancour »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (« Grandview »);
- une installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta (« Edson »);
- un parc éolien situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le Nord-Ouest du Maine (« parc éolien de Kibby »).

TCPL détient des participations dans les centrales électriques et les installations de stockage de gaz naturel non réglementées suivantes, qu'elle n'exploite pas :

- des participations de respectivement 48,8 % et 31,6 % dans les centrales nucléaires de Bruce A et de Bruce B (collectivement, « Bruce Power »), situées près de Tiverton, en Ontario;
- une participation de 50 % dans une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel à Toronto, en Ontario (« Portlands Energy »).
- une participation de 62 % dans trois (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton) de cinq parcs éoliens proposés en Gaspésie, au Québec (« Cartier énergie éolienne »);
- une participation de 60 % dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (« CrossAlta »).

TCPL détient également des conventions d'achat d'électricité à long terme (« CAE ») visant :

- 100 % de la production des centrales électriques de Sundance A et 50 % de la production des centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta;
- une capacité de production de 756 mégawatts (« MW ») de la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta.

TCPL possède et prévoit exploiter les projets énergétiques en construction suivants :

- une centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel à Coolidge, en Arizona (« Coolidge »);
- une participation de 62 % dans les parcs éoliens Gros-Morne et Montagne-Sèche, les quatrième et cinquième parcs éoliens de Cartier énergie éolienne.

NOTE 2 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux PCGR du Canada. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Pour dresser les états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a

recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société résumées ci-après.

Règles de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL et de ses filiales. La société consolide sa participation dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TCPL consolide proportionnellement sa quote-part des comptes des coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint. TCPL suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

Réglementation

Les gazoducs réglementés au Canada relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Avant avril 2009, le réseau de l'Alberta était assujéti à la réglementation de l'Alberta Utilities Commission (« AUC »). Les gazoducs et les actifs de stockage réglementés aux États-Unis sont assujéti à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges de ces entreprises à tarifs réglementés peut différer de celui qui est préconisé par les PCGR du Canada pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés.

L'ONÉ au Canada et la FERC aux États-Unis assurent la réglementation de la construction et de l'exploitation de l'oléoduc Keystone de la société. La société n'applique pas les normes de comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») pour son oléoduc et, par conséquent, les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et des droits de l'oléoduc n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs au Canada

Les produits des gazoducs au Canada qui sont assujéti à la réglementation des tarifs sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ. Les tarifs s'appliquant aux gazoducs de la société au Canada sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au Canada ne sont pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations ne font pas l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les gazoducs de la société au Canada sont périodiquement assujéti aux mécanismes incitatifs négociés avec les expéditeurs et approuvés par l'ONÉ. Aux termes de ces mécanismes, la société peut constater des produits d'un montant supérieur ou inférieur au montant requis au titre des incitatifs. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée. Les produits constatés avant que l'ONÉ ne rende sa décision tarifaire tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du taux de rendement du capital-actions. Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision.

Gazoducs aux États-Unis

Les produits des gazoducs à tarifs réglementés aux États-Unis sont constatés conformément aux règles et règlements de la FERC. Les produits des gazoducs de la société aux États-Unis sont générés en fonction de la quantité de gaz livré ou de la capacité faisant l'objet de contrats. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée.

Oléoducs

Les produits du secteur des oléoducs de la société sont générés en fonction de la quantité de pétrole brut livré et de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels. Les produits tirés du transport sont constatés pendant la période au cours de laquelle le produit est livré. Les produits tirés du transport sont fondés sur les volumes et les droits réels et sont ajustés pour tenir compte du manque à recouvrer ou du montant recouvré en trop-perçu pour certains coûts de transport. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés au cours de la période pendant laquelle la capacité est disponible.

Énergie

i) Électricité

Les produits de l'entreprise d'électricité de la société découlent principalement de la vente d'électricité dans le cadre des activités de commercialisation de l'énergie et de la vente de gaz combustible inutilisé, et ils sont constatés lorsque la livraison a lieu. Les produits sont aussi tirés de contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés et ils tiennent compte également des paiements de capacité et des

services complémentaires, qui sont gagnés mensuellement. La comptabilité des contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés est décrite sous la rubrique « Instruments financiers » de la présente note.

ii) Stockage de gaz naturel

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel offerts sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel, généralement sur la durée des contrats. Les produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les contrats à terme pour l'achat ou la vente de gaz naturel ainsi que les stocks de gaz naturel exclusif détenus sont constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont inscrites dans les produits.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit l'encaisse et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et le combustible, sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. La société évalue ses stocks de gaz naturel exclusif à leur juste valeur en fonction de la moyenne pondérée des prix à terme des quatre mois suivants moins les coûts de vente. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société constate les ventes et les achats nets de stocks de gaz naturel exclusif dans les produits. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif détenus sont constatées dans les stocks et les produits.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 6 %; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction se composant de titres d'emprunt et de capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation. Cette provision est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, l'intérêt est capitalisé pendant la construction.

Lorsque des gazoducs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une installation hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Oléoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des oléoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre approximativement 2 % et 2,5 %; des taux divers s'appliquent aux autres immobilisations corporelles. Le coût de ces actifs comprend l'intérêt capitalisé pendant la construction.

Énergie

Le grand équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel sont comptabilisés au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont initialement comptabilisés à la valeur actualisée des loyers minimums au moment de l'entrée en vigueur du contrat et ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. L'intérêt est capitalisé dans le cas des installations en construction.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les acquisitions d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont constatés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur d'un actif. Une évaluation initiale est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités comptables. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à la juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée.

Conventions d'achat d'électricité

Une CAE est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour les CAE de la société ont été reportés dans les autres actifs et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats à l'échéance, soit en 2017 et 2020. Les CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction de modalités semblables. Les CAE sous-louées sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et TCPL constate les marges réalisées sur ces dernières en tant que composante des produits d'exploitation.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode du report d'impôts variable pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent, exception faite des variations des soldes se rapportant au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les établissements étrangers de la société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, et les postes inclus dans les états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les écarts de conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Les gains et les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans les résultats, exception faite des gains et des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et à Foothills, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Instruments financiers

La société constate initialement tous les instruments financiers au bilan à leur juste valeur. Dans la mesure du possible, la juste valeur est déterminée en fonction des prix cotés sur le marché. En l'absence de cours du marché, la société a recours à d'autres prix et méthodes d'évaluation qui maximisent le recours à des données observables. Il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers. Par la suite, ils seront évalués en

fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés. Les actifs financiers sont répartis dans les catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance et prêts et créances. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers.

Les instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme standardisés. Un actif ou un passif financier peut être désigné comme étant détenu à des fins de transaction s'il est conclu dans le but de générer un profit. La société n'a désigné aucun actif ni aucun passif financier autre que des instruments dérivés comme étant détenu à des fins de transaction. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction portant sur les produits de base sont initialement constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les gains réalisés et les pertes réalisées sur les instruments dérivés servant à gérer les actifs d'exploitation de la société sont présentés sur une base nette. Les variations de la juste valeur des instruments détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt sont incluses dans les intérêts débiteurs et les variations de la juste valeur des instruments détenus à des fins de transaction portant sur le taux de change sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres. Les gains et les pertes réalisés sont inclus sous la même rubrique des états financiers que l'est la position sous-jacente au moment du règlement de l'instrument financier.

La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers non dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans l'une des trois autres catégories. Les instruments financiers disponibles à la vente de TCPL comprennent des titres à revenu fixe détenus à des fins d'autoassurance. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Les revenus découlant du règlement des actifs disponibles à la vente sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres.

La catégorie des actifs détenus jusqu'à leur échéance représente les actifs financiers non dérivés qui sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détient pas d'actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance.

Les comptes clients, les prêts et les autres créances assortis de paiements fixes ou déterminés qui ne sont pas soumis au cours d'un marché actif sont classés dans les prêts et créances et ils sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute baisse de valeur. Les prêts et les créances de la société comprennent les débiteurs, l'encours des prêts à des tiers productifs d'intérêt ou non et les billets à recevoir. Les intérêts et autres revenus touchés sur ces actifs financiers sont constatés dans les intérêts créditeurs et autres.

Les autres passifs financiers sont les passifs financiers qui ne sont pas classés comme passifs détenus à des fins de transaction. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Intérêts débiteurs et Intérêts débiteurs des coentreprises.

La société utilise des instruments dérivés et d'autres instruments financiers pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des produits énergétiques de base. La société a également recours à des instruments dérivés et à des titres d'emprunt libellés en dollars US pour gérer le risque de change lié à ses établissements étrangers.

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, exception faite des instruments dérivés non financiers conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins habituels prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire. Les instruments dérivés utilisés dans des relations de couverture sont présentés plus en détail sous la rubrique « Couvertures » de la présente note.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont constatées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés relativement aux risques liés aux gazoducs réglementés au Canada est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments financiers comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs sont reportés dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Les coûts de transaction sont définis comme les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. La société porte les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification.

La société constate la juste valeur de sa quote-part des garanties conjointes et solidaires importantes. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans un compte de placement ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

Couvertures

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. Pour qu'un contrat de couverture soit admissible à la comptabilité de couverture, les documents requis doivent être préparés au moment de l'entrée en vigueur du contrat. De plus, la société évalue l'efficacité de la couverture au moment de l'entrée en vigueur du contrat et à la date de chaque bilan. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance, expirent ou prennent fin, ou sont annulés, vendus ou exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture des flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est initialement inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, sous la même rubrique des états financiers que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, le cas échéant, pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il est déterminé que l'opération couverte ne se produira pas.

La société conclut en outre des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur pour ses activités à tarif réglementé. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouverts par le truchement des droits imputés par la société. Par conséquent, ils sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires. Que les couvertures soient réglées ou non, les gains ou les pertes réalisés sont perçus auprès des contribuables ou leur sont remboursés au cours d'exercices subséquents.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans des établissements étrangers.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé à la fin de chaque exercice au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service d'immobilisations liées aux gazoducs réglementés, aux oléoducs et aux centrales hydroélectriques, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées. La société n'a constaté aucun montant au titre des OMHSI relativement aux actifs nucléaires puisque Bruce Power loue ces actifs et que le locataire est responsable du passif lié au déclassement aux termes du contrat de location.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Les estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que des lois et règlements adoptés. Les estimations sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les quotas d'émissions ou les crédits de pollution achetés à des fins de conformité sont constatés à la date du bilan au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont rachetés. Les paiements de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. La société n'attribue aucune valeur à des fins comptables aux quotas accordés à TCPL ou générés par la société. Au besoin, TCPL comptabilise au bilan un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de l'estimation la meilleure du montant requis pour régler l'opération. Les quotas et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et constatés dans les produits.

Régimes d'avantages sociaux et autres

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et d'autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges au moment où elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Certaines coentreprises de la société procurent à leurs employés des régimes PD. La société comptabilise sa quote-part des charges, de la capitalisation des régimes de retraite ainsi que des actifs et des passifs au titre des prestations constituées découlant de ces régimes.

NOTE 3 MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables futures

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

Le chapitre 1582 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») intitulé « Regroupements d'entreprises » s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1^{er} janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la présentation d'informations supplémentaires. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 seront également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigeront la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclura 100 % des résultats de la filiale et présentera la ventilation du bénéfice entre les participations avec contrôle et les participations sans contrôle. Ces normes entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2011. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 seront appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 seront appliqués rétrospectivement.

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'ICCA avait précédemment annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). À titre de société inscrite à la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis, TCPL prépare et dépose un « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » et la société a l'option de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. TCPL avait déclaré antérieurement que la société prévoyait préparer ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011. En raison des faits dont il est question ci-dessous, la direction prévoit que la société adoptera les PCGR des États-Unis le 1^{er} janvier 2012. Le projet de passage aux IFRS de la société se déroulait tel que prévu en vue de respecter la date de conversion du 1^{er} janvier 2011 avant que ne surviennent ces faits.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique des conventions comptables particulières qui sont propres aux activités à tarifs réglementés. Selon ces normes sur la CATR, pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges peut différer de celui qui est autrement prévu aux termes des PCGR du Canada pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés. Ces écarts temporaires sont constatés sous les actifs réglementaires et les passifs réglementaires dans le bilan consolidé de TCPL et ils représentent les droits et les obligations courants quant aux flux de trésorerie que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents. En date du 31 décembre 2010, TransCanada a constaté des actifs réglementaires de 1,8 milliard de dollars et des passifs réglementaires de 0,4 milliard de dollars au titre de la CATR ainsi que certaines autres répercussions liées à la CATR.

En juillet 2009, l'IASB a publié un exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés qui proposait une certaine norme de CATR conformément aux IFRS. À sa réunion de septembre 2010, l'IASB a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et a supprimé le projet de CATR de son programme actuel. L'IASB étudie la forme que pourrait revêtir un futur projet, le cas échéant, visant à examiner la CATR. TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur pour 2012.

En octobre 2010, le CNC et les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont modifié leurs politiques visant les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes qui appliquent la CATR afin de permettre à ces entités de reporter l'adoption des IFRS pendant une année. En raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment, de la portée et de l'adoption éventuelle d'une norme relative à la CATR conformément aux IFRS, TCPL reportera l'adoption des IFRS et, par conséquent, continuera de préparer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR du Canada, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'ICCA*, en 2011 afin de poursuivre l'application de la CATR. TCPL continuera de surveiller activement les faits nouveaux au sujet de l'IASB en ce qui a trait à la CATR et aux autres IFRS.

Projet de conversion aux PCGR des États-Unis

L'incidence de l'adoption des PCGR des États-Unis devrait être conforme à l'information que présente actuellement la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé auprès du public. Il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants aux systèmes et procédés en place pour appliquer les PCGR des États-Unis en tant que principales normes comptables.

L'équipe chargée du projet de passage aux IFRS de TCPL a été réaffectée au soutien de la conversion aux PCGR des États-Unis. Tout le personnel touché par la conversion recevra une formation approfondie sur les PCGR des États-Unis et des travaux de recherche technique seront effectués. L'équipe chargée de la conversion est dirigée par un comité directeur multidisciplinaire qui assure une orientation en vue de l'adoption vraisemblable des PCGR des États-Unis. De plus, la direction informe le comité de vérification de la société du déroulement du projet et de tout fait nouveau pertinent relativement aux IFRS à l'occasion de chaque réunion du comité de vérification.

NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

En 2010, la société a constaté un secteur distinct, soit celui des oléoducs. De plus, au cours de l'exercice, les tronçons de Wood River et de Patoka de l'oléoduc Keystone ont commencé à assurer la livraison de pétrole à une pression d'exploitation réduite en raison de restrictions d'ordre réglementaire. Par conséquent, la société continue de classer Wood River et Patoka comme étant en voie d'aménagement tout comme le prolongement de Cushing et l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Au 31 décembre 2010, les coûts en capital de Keystone avaient été réduits de 99 millions de dollars en flux de trésorerie liés à l'exploitation de Wood River et de Patoka. Le total de l'actif et les dépenses en immobilisations liés au secteur des oléoducs de TCPL sont identifiés séparément dans la présente note. Les postes correspondants des informations sectorielles ont été retraités au besoin dans les chiffres correspondants de 2009 et de 2008.

<i>Exercice clos le 31 décembre 2010 (en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 373	3 691	–	8 064
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽¹⁾	(1 458)	(1 557)	(99)	(3 114)
Achats de produits de base revendus	–	(1 017)	–	(1 017)
Amortissement	(977)	(377)	–	(1 354)
Provision pour évaluation du GVM	(146)	–	–	(146)
	1 792	740	(99)	2 433
Intérêts débiteurs				(754)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(59)
Intérêts créditeurs et autres				94
Impôts sur le bénéfice				(365)
Participations sans contrôle				(93)
Bénéfice net				1 256
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 234

⁽¹⁾ En 2010, le secteur des gazoducs comprenait des frais généraux et des frais d'administration et de soutien de 17 millions de dollars liés à Keystone.

<i>Exercice clos le 31 décembre 2009 (en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 729	3 452	–	8 181
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 607)	(1 489)	(117)	(3 213)
Achats de produits de base revendus	–	(831)	–	(831)
Amortissement	(1 030)	(347)	–	(1 377)
	2 092	785	(117)	2 760
Intérêts débiteurs				(986)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(64)
Intérêts créditeurs et autres				119
Impôts sur le bénéfice				(376)
Participations sans contrôle				(74)
Bénéfice net				1 379
Dividendes sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 357

<i>Exercice clos le 31 décembre 2008 (en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 650	3 897	–	8 547
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 614)	(1 258)	(104)	(2 976)
Achats de produits de base revendus	–	(1 429)	–	(1 429)
Amortissement	(989)	(258)	–	(1 247)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	–	–	279
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater ⁽¹⁾	–	(41)	–	(41)
	2 326	911	(104)	3 133
Intérêts débiteurs				(962)
Intérêts débiteurs des coentreprises				(72)
Intérêts créditeurs et autres				42
Impôts sur le bénéfice				(591)
Participations sans contrôle				(108)
Bénéfice net				1 442
Dividende sur les actions privilégiées				(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires				1 420

⁽¹⁾ En 2008, TCPL a radié des coûts capitalisés de 41 millions de dollars relativement au projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater après que le Département d'État de New York ait rejeté la proposition de construction de cette installation.

TOTAL DE L'ACTIF

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
Gazoducs	23 592	23 724
Oléoducs	8 501	5 784
Énergie	12 847	12 477
Siège social	3 009	2 685
	47 949	44 670

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Produits⁽¹⁾			
Canada – marché intérieur	4 368	5 079	4 551
Canada – exportations	838	756	1 125
États-Unis et autres	2 858	2 346	2 871
	8 064	8 181	8 547

⁽¹⁾ Les produits sont répartis par pays, selon le pays d'origine des produits ou services.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
Immobilisations corporelles		
Canada	21 561	20 266
États-Unis et autres	14 683	12 613
	36 244	32 879

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Gazoducs	1 196	965	916
Oléoducs	2 696	2 939	938
Énergie	1 129	1 487	1 266
Siège social	15	26	14
	5 036	5 417	3 134

NOTE 5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010			2009		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs⁽¹⁾						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	8 768	4 730	4 038	8 752	4 501	4 251
Postes de compression	3 385	1 651	1 734	3 379	1 529	1 850
Postes de comptage et autres	381	167	214	364	153	211
	12 534	6 548	5 986	12 495	6 183	6 312
En construction	14	–	14	27	–	27
	12 548	6 548	6 000	12 522	6 183	6 339
Réseau de l'Alberta						
Pipeline	6 528	2 917	3 611	6 002	2 777	3 225
Postes de compression	1 707	1 045	662	1 696	983	713
Postes de comptage et autres	909	378	531	879	342	537
	9 144	4 340	4 804	8 577	4 102	4 475
En construction	71	–	71	281	–	281
	9 215	4 340	4 875	8 858	4 102	4 756
ANR						
Pipeline	858	96	762	848	79	769
Postes de compression	507	74	433	489	65	424
Postes de comptage et autres	548	74	474	646	67	579
	1 913	244	1 669	1 983	211	1 772
En construction	7	–	7	23	–	23
	1 920	244	1 676	2 006	211	1 795
GTN						
Pipeline	1 079	233	846	1 135	205	930
Postes de compression	395	67	328	414	59	355
Postes de comptage et autres	78	19	59	93	22	71
	1 552	319	1 233	1 642	286	1 356
En construction	5	–	5	22	–	22
	1 557	319	1 238	1 664	286	1 378
Coentreprises et autres						
Great Lakes	1 540	698	842	1 608	694	914
Foothills	1 650	975	675	1 645	917	728
Northern Border	1 252	608	644	1 316	613	703
Autres ⁽²⁾	2 913	633	2 280	2 307	587	1 720
	7 355	2 914	4 441	6 876	2 811	4 065
	32 595	14 365	18 230	31 926	13 593	18 333
Oléoducs						
Keystone						
En construction ⁽³⁾	8 184	–	8 184	5 305	–	5 305
	8 184	–	8 184	5 305	–	5 305
Énergie						
Centrales nucléaires ⁽⁴⁾	1 586	536	1 050	1 536	451	1 085
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	1 710	144	1 566	1 712	82	1 630
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	2 767	588	2 179	2 032	522	1 510
Centrales hydroélectriques	599	69	530	625	56	569
Énergie éolienne ⁽⁷⁾	659	65	594	611	41	570
Stockage de gaz naturel	423	67	356	418	56	362
Autres	160	96	64	156	89	67
	7 904	1 565	6 339	7 090	1 297	5 793
En construction – centrales nucléaires ⁽⁸⁾	2 678	–	2 678	2 078	–	2 078
En construction – autres ⁽⁹⁾	728	–	728	1 287	–	1 287
	11 310	1 565	9 745	10 455	1 297	9 158
Siège social	125	40	85	110	27	83
	52 214	15 970	36 244	47 796	14 917	32 879

(1) En 2010, la société a capitalisé 35 millions de dollars (33 millions de dollars en 2009) au titre de la tranche représentant les capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des gazoducs et elle a constaté un montant correspondant dans les intérêts créditeurs et autres.

- (2) Comprend les actifs en service de Portland, d'Iroquois, de TQM, de North Baja, de Tamazunchale, de Ventures LP et de Tuscarora et des montants de 622 millions de dollars (200 millions de dollars en 2009) et de 277 millions de dollars (29 millions de dollars en 2009) pour respectivement Bison et Guadalajara, en construction. Le pipeline Bison a été mis en service en janvier 2011.
- (3) Comprend un montant de 1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2010 se rapportant à l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Cette phase de Keystone demeure assujettie aux approbations réglementaires.
- (4) Comprend les actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition liés à Bruce Power.
- (5) Comprend les installations qui détiennent des CAE à long terme et qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 se sont élevés à respectivement 89 millions de dollars et 19 millions de dollars (respectivement 93 millions de dollars et 17 millions de dollars en 2009). En 2010, des produits de 15 millions de dollars (15 millions de dollars en 2009; 14 millions de dollars en 2008) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- (6) Comprend Halton Hills depuis le 1^{er} septembre 2010.
- (7) Comprend la deuxième étape du parc éolien de Kibby depuis octobre 2010.
- (8) Les actifs nucléaires en construction comprennent principalement les dépenses engagées pour la remise à neuf et en service de Bruce A.
- (9) Les autres actifs en construction du secteur de l'énergie au 31 décembre 2010 comprennent des montants engagés pour Coolidge ainsi que pour Gros-Morne et de Montagne-Sèche, deux parcs éoliens de Cartier énergie éolienne.

NOTE 6 ÉCART D'ACQUISITION

La société a constaté l'écart d'acquisition suivant au titre de ses acquisitions aux États-Unis :

<i>(en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2009	3 382	1 015	4 397
Change	(491)	(143)	(634)
Solde au 31 décembre 2009	2 891	872	3 763
Change	(144)	(49)	(193)
Solde au 31 décembre 2010	2 747	823	3 570

NOTE 7 ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
CAE ⁽¹⁾	539	593
Régimes d'avantages sociaux (note 22)	473	383
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 18)	374	260
Prêts et avances ⁽²⁾	241	417
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁽³⁾	78	84
Appels de marge	76	91
Coûts d'élaboration de projets reportés ⁽⁴⁾	–	470
Autres	245	202
	2 026	2 500

(1) Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les états financiers consolidés :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010			2009		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE	919	380	539	915	322	593

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2009 et en 2008). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour chacun des cinq prochains exercices est de 57 millions de dollars.

- (2) Au 31 décembre 2010, TCPL détenait un billet à recevoir de 281 millions de dollars (317 millions de dollars en 2009) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2039. Les prêts et avances comprennent une tranche de 241 millions de dollars (274 millions de dollars en 2009) de ce billet à recevoir.
- (3) Le solde se rapporte principalement à la participation de 46,5 % que détient la société dans TransGas.
- (4) Au 31 décembre 2009, un montant de 470 millions de dollars se rapportait à l'expansion du pipeline Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Ce projet est inclus dans les immobilisations corporelles au 31 décembre 2010.

Avances au Aboriginal Pipeline Group

Les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») et TCPL ont conclu un accord régissant le rôle de TCPL dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). Le projet devrait donner lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet.

Les promoteurs du GVM poursuivent leurs efforts en vue de l'obtention des approbations réglementaires pour le projet et l'appui du gouvernement du Canada d'un cadre fiscal acceptable. Dans une décision rendue en décembre 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour le projet. L'approbation renfermait 264 conditions, y compris l'exigence de déposer un devis des coûts estimatifs et un rapport mis à jour sur la décision de construire le GVM d'ici la fin de 2013 ainsi que d'entreprendre la construction d'ici le 31 décembre 2015.

De l'incertitude persiste néanmoins au sujet de la structure financière définitive et du cadre fiscal du projet, en ce qui a trait à l'échéancier du déroulement du projet et à savoir si et quand les avances à l'APG seront remboursées. Par conséquent, au 31 décembre 2010, TCPL a constaté une provision pour évaluation relativement au prêt de 146 millions de dollars consenti à l'APG. Toute autre avance future à l'APG dans le cadre du GVM sera passée en charges. TCPL maintient son engagement à faire progresser le projet. Au 31 décembre 2010, les prêts et avances comprenaient des avances à l'APG de néant (143 millions de dollars en 2009).

NOTE 8 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation Au 31 décembre 2010	Quote-part de TCPL				
		Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice Exercices clos les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre	
		2010	2009	2008	2010	2009
Gazoducs						
Northern Border ⁽¹⁾		69	47	59	389	420
Iroquois	44,5 %	40	44	32	181	183
TQM	50,0 %	16	22	12	85	82
Autres	Divers	16	17	8	36	56
Énergie						
Bruce A	48,8 %	35	3	46	3 011	2 386
Bruce B	31,6 %	138	236	136	505	585
CrossAlta	60,0 %	45	55	44	73	77
Portlands Energy ⁽²⁾	50,0 %	33	24	–	335	358
Cartier énergie éolienne ⁽³⁾	62,0 %	24	26	12	355	327
Autres	Divers	8	4	9	103	99
		424	478	358	5 073	4 573

(1) Les résultats reflètent la participation de 50 % dans Northern Border car la société a intégralement consolidé les résultats de PipeLines LP. En raison de sa participation de 38,2 % (38,2 % en 2009; 32,1 % en 2008) dans PipeLines LP, la participation effective de TCPL dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 19,1 % au 31 décembre 2010 (19,1 % en 2009; 16,1 % en 2008).

(2) L'entrée en exploitation de Portlands Energy a eu lieu en avril 2009.

(3) TCPL consolide proportionnellement sa participation de 62 % dans les actifs de Cartier énergie éolienne. Carleton, la troisième des cinq phases du projet de Cartier énergie éolienne, est entrée en exploitation en novembre 2008.

Information financière sommaire sur les coentreprises

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Bénéfice			
Produits	1 602	1 598	1 474
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(913)	(856)	(893)
Amortissement	(208)	(196)	(154)
Intérêts débiteurs et autres	(57)	(68)	(69)
Quote-part du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice des coentreprises	424	478	358

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Flux de trésorerie			
Activités d'exploitation	345	203	389
Activités d'investissement	(926)	(399)	(1 754)
Activités de financement ⁽¹⁾	588	130	1 353
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents trésorerie	(1)	(17)	23
Quote-part de l'augmentation (la diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des coentreprises	6	(83)	11

⁽¹⁾ Les activités de financement comprenaient des sorties de fonds résultant des distributions de 239 millions de dollars en 2010 (252 millions de dollars en 2009; 287 millions de dollars en 2008) versées à TCPL et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 902 millions de dollars en 2010 (864 millions de dollars en 2009; 1 170 millions de dollars en 2008) versés par TCPL.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
Bilans		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	104	98
Autres actifs à court terme	438	552
Immobilisations corporelles	5 704	5 239
Actifs incorporels et autres actifs (montants reportés), montant net	14	10
Passif à court terme	(387)	(572)
Dette à long terme	(801)	(753)
Impôts futurs	1	(1)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	5 073	4 573

NOTE 9 ACQUISITIONS ET CESSIONS**Oléoducs****Keystone**

En août 2009, TCPL a acheté la participation restante d'environ 20 % de ConocoPhillips dans Keystone en contrepartie de 553 millions de dollars US et de la prise en charge d'une dette à court terme de 197 millions de dollars US. Cette acquisition, inscrite dans les immobilisations corporelles, a porté à 100 % la participation de TCPL dans Keystone. Le prix d'achat tenait compte des apports de capitaux versés jusqu'ici par ConocoPhillips et comprenait la capitalisation de l'intérêt pendant la construction. TCPL a commencé à consolider intégralement les résultats de Keystone au moment de l'acquisition.

En 2008, TCPL avait conclu une entente avec ConocoPhillips dans le but de porter sa participation en actions dans Keystone de 50 % à environ 80 % et de ramener par le fait même la participation en actions de ConocoPhillips dans Keystone de 50 % à environ 20 %. Aux termes de cette entente, en 2008 et en 2009, avant le mois d'août, TCPL a financé 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux des participants au projet soient conformes à leurs participations révisées. En 2009, avant le mois d'août, TCPL a financé les apports de capitaux de 1,3 milliard de dollars pour Keystone, qui ont donné lieu à l'acquisition, par la société, d'une participation supplémentaire d'environ 18 % en contrepartie de 313 millions de dollars. En 2008, la société avait financé des apports de capitaux de 362 millions de dollars qui ont donné lieu à l'acquisition d'une participation supplémentaire d'environ 12 % en contrepartie de 176 millions de

dollars. En août 2009 et au 31 décembre 2008, la participation de TCPL était respectivement d'environ 80 % et 62 %. Avant août 2009, TCPL consolidait proportionnellement les résultats des partenariats de Keystone.

En 2008, Keystone a acheté au réseau principal au Canada les installations pipelinières situées en Saskatchewan et au Manitoba, qui ont été utilisées dans le cadre de la construction de l'oléoduc Keystone. La vente a été réalisée en trois étapes pour un produit total de 67 millions de dollars, aucun gain n'ayant été constaté dans le cadre de l'opération.

Gazoducs

TC PipeLines, LP

En novembre 2009, PipeLines LP a réalisé une émission de cinq millions de parts ordinaires au prix de 38,00 \$ US la part. L'émission a donné lieu à un produit net de 182 millions de dollars US pour PipeLines LP. TCPL a investi un montant supplémentaire de 3,8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, la participation de la société dans PipeLines LP a été ramenée à 38,2 % et la société a constaté un gain de dilution de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts).

En juillet 2009, TCPL a vendu North Baja à PipeLines LP. Dans le cadre de l'opération, TCPL a convenu de modifier sa convention de droits de distribution incitatifs à titre de commandité auprès de PipeLines LP. La contrepartie totale remise à TCPL par PipeLines LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait 200 millions de dollars US sous forme d'encaisse ainsi que 6 371 680 parts ordinaires de PipeLines LP. TCPL n'a constaté aucun gain ni aucune perte à la suite de l'opération. La participation de TCPL dans PipeLines LP a alors été portée à 42,6 %. La participation accrue de TCPL dans PipeLines LP a aussi donné lieu à une réduction des participations sans contrôle et à une augmentation du surplus d'apport.

Énergie

Ravenswood

En août 2008, TCPL a fait l'acquisition, auprès de National Grid plc, de 100 % de la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 MW en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US. TCPL a commencé à consolider les résultats de Ravenswood avec ceux du secteur de l'énergie postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été ventilé comme suit :

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	128
Immobilisations corporelles	1 666
Autres actifs à long terme	305
Écart d'acquisition	834
Passif à court terme	(11)
Autres passifs à long terme	(10)
	<u>2 912</u>

Le prix d'achat a été ventilé à l'aide de la juste valeur des actifs nets à la date d'acquisition. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité d'assurer une expansion accrue du secteur de l'énergie aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de l'opération est amortissable aux fins de l'impôt.

NOTE 10 LONG-TERM DEBT

Encours (en millions de dollars)	Dates d'échéance	2010		2009	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ⁽¹⁾	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ⁽¹⁾
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débiteures					
En dollars CA	2014 à 2020	872	10,9 %	1 002	10,9 %
En dollars US (600 \$ US en 2010 et 2009)	2012 à 2021	595	9,5 %	626	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2011 à 2039	4 150	6,2 %	4 148	6,2 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (8 626 \$ US en 2010; 6 496 \$ US en 2009) ⁽²⁾	2013 à 2040	8 490	5,7 %	6 727	6,7 %
		<u>14 107</u>		<u>12 503</u>	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débiteures et billets					
En dollars CA	2014 à 2024	390	11,4 %	430	11,5 %
En dollars US (375 \$ US en 2010 et 2009)	2012 à 2023	371	8,2 %	390	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	502	7,4 %	502	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2010 et 2009)	2026	32	7,5 %	34	7,5 %
		<u>1 295</u>		<u>1 356</u>	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Emprunt bancaire					
En dollars US (700 \$ US en 2010 et 2009)	2012	696	0,5 %	733	0,5 %
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2010; 443 \$ US en 2009)	2021 à 2025	429	8,9 %	462	9,1 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2010; 400 \$ US en 2009)	2015 à 2035	322	5,5 %	417	5,4 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (483 \$ US en 2010; 484 \$ US en 2009)	2011	480	0,8 %	506	1,0 %
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (392 \$ US en 2010; 411 \$ US en 2009)	2011 à 2030	389	7,8 %	429	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (31 \$ US en 2010; 57 \$ US en 2009)	2012 à 2017	31	4,4 %	60	7,3 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ⁽³⁾					
En dollars US (164 \$ US en 2010; 180 \$ US en 2009)	2018	161	6,1 %	186	6,1 %
AUTRES					
Billets de premier rang					
En dollars US (12 \$ US en 2010 et 2009)	2011	12	7,3 %	12	7,3 %
		<u>17 922</u>		<u>16 664</u>	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		894		478	
		<u>17 028</u>		<u>16 186</u>	

- (1) Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités réglementées de la société, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- (2) Comprend les ajustements de la juste valeur de 8 millions de dollars (6 millions de dollars en 2009) au titre des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 250 millions de dollars US au 31 décembre 2010 (250 millions de dollars US au 31 décembre 2009).
- (3) Les billets de premier rang garantis le sont au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, des garanties existantes et nouvelles, des lettres de crédit et des sûretés accessoires.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit : 894 millions de dollars en 2011; 1 118 millions de dollars en 2012; 894 millions de dollars en 2013, 970 millions de dollars en 2014 et 1 064 millions de dollars en 2015.

TransCanada PipeLines Limited

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

En juin 2010, TCPL a émis des billets de premier rang pour une valeur de 500 millions de dollars US et de 750 millions de dollars US échéant respectivement le 1^{er} juin 2015 et le 1^{er} juin 2040 et portant intérêt aux taux respectifs de 3,40 % et de 6,10 %.

En février 2010, TCPL a racheté pour 120 millions de dollars US de billets à moyen terme à 6,125 % et, en août 2010, TCPL a racheté des débentures de 130 millions de dollars à 10,50 %.

En octobre 2009, TCPL a racheté pour 250 millions de dollars de débentures à 10,625 %.

En février 2009, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Par ailleurs, en février 2009, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 4,10 % d'un montant de 200 millions de dollars.

En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Par ailleurs, en janvier 2009, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 6,49 % d'un montant de 227 millions de dollars US.

NOVA Gas Transmission Ltd.

Les débentures émises par NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), d'un montant de 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement précisées, le remboursement d'un maximum de 8 % du montant en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés à certaines dates de remboursement données. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2010.

TransCanada PipeLine USA Ltd.

TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA ») dispose d'une facilité de crédit consortiale, non garantie et confirmée de 1,0 milliard de dollars US garantie par TransCanada et se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US échéant en 2012 et d'une facilité de crédit renouvelable de 300 millions de dollars US échéant en février 2013, dont une description plus détaillée est présentée à la note 20. La dette à long terme comprenait le solde impayé de 700 millions de dollars US sur l'emprunt à terme aux 31 décembre 2010 et 2009.

TC PipeLines, LP

PipeLines LP dispose d'une facilité de crédit consortiale, non garantie et confirmée de premier rang composée d'un emprunt à terme de premier rang de 475 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US échéant en décembre 2011. Au 31 décembre 2010, un montant de 8 millions de dollars US (9 millions de dollars US en 2009) avait été prélevé sur la facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US. La dette à long terme comprend les montants prélevés cumulés s'établissant à 483 millions de dollars US au 31 décembre 2010 (484 millions de dollars US en 2009).

Intérêts débiteurs*Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)*

	2010	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	1 149	1 212	970
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	65	73	68
Intérêts sur la dette à court terme	68	41	51
Intérêts capitalisés	(587)	(358)	(141)
Amortissement et autres charges financières ⁽¹⁾	59	18	14
	754	986	962

⁽¹⁾ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société à la hausse des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 718 millions de dollars en 2010 (968 millions de dollars en 2009; 909 millions de dollars en 2008) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de premier rang, déduction faite de l'intérêt capitalisé dans le cadre des projets de construction.

NOTE 11 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

<i>Encours</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Dates d'échéance	2010		2009	
		Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt ⁽²⁾	Encours au 31 décembre ⁽¹⁾	Taux d'intérêt ⁽²⁾
NORTHERN BORDER PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (175 \$ US en 2010 et 2009)	2016 à 2021	174	7,1 %	182	7,1 %
Facilité de crédit bancaire					
En dollars US (96 \$ US en 2010; 108 \$ US en 2009)	2012	94	0,5 %	112	0,5 %
IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM, L.P.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (178 \$ US en 2010; 210 \$ US en 2009)	2019 à 2027	176	6,1 %	219	7,8 %
BRUCE POWER L.P. ET BRUCE POWER A L.P.					
Obligations au titre de contrats de location-acquisition	2018	207	7,5 %	222	7,5 %
Emprunt à terme	2031	90	7,1 %	93	7,1 %
GAZODUC TRANS QUÉBEC ET MARITIMES INC.					
Obligations	2014 à 2017	87	4,2 %	125	5,2 %
Emprunt à terme	2011	35	1,6 %	10	0,4 %
AUTRES	2012 à 2015	3	2,7 %	2	2,7 %
		866		965	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises		65		212	
		801		753	

⁽¹⁾ L'encours représente la quote-part de TCPL, exception faite des résultats de Northern Border, qui reflètent une participation de 50 % car la société a intégralement consolidé les résultats de Pipelines LP.

⁽²⁾ Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant à la dette à long terme émise dans le cadre des activités réglementées de TQM, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2010, le taux d'intérêt effectif découlant des swaps était de néant sur la facilité bancaire de Northern Border (0,5 % en 2009).

La dette à long terme des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TCPL, mais TCPL a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power. La garantie fournie relativement à la dette de chaque coentreprise se limite aux droits et aux actifs de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux actifs de TCPL, sauf dans la mesure de sa participation. Des obligations de deux séries de TQM échoient respectivement en 2014 et en 2017. Les obligations sont garanties par le nantissement d'une obligation et d'un billet à ordre de certaines entités affiliées. Toutes les sûretés réelles relatives aux obligations de TQM prennent fin au rachat ou au remboursement de la série d'obligations échéant en 2014.

Sous réserve du respect de certaines exigences, les contrats de location-acquisition de Bruce Power prévoient une série de renouvellements à compter du 1^{er} janvier 2019. Le premier renouvellement est pour une période de un an et chacun des 12 renouvellements subséquents est pour une période de deux ans.

En ce qui a trait aux remboursements de capital de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre du fonds d'amortissement, la quote-part de la société pour les cinq prochains exercices s'établit à environ : 49 millions de dollars en 2011; 103 millions de dollars en 2012; 7 millions de dollars en 2013, 44 millions de dollars en 2014 et 7 millions de dollars en 2015.

En ce qui a trait aux paiements de capital, du fait des obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power, la quote-part de la société pour les cinq prochains exercices s'établit à environ : 16 millions de dollars en 2011; 18 millions de dollars en 2012; 20 millions de dollars en 2013, 22 millions de dollars en 2014 et 26 millions de dollars en 2015.

En septembre 2009, Northern Border a racheté des billets de premier rang à 7,75 % d'un montant de 200 millions de dollars US.

En août 2009, Northern Border a émis pour une valeur de 100 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en août 2016 et portant intérêt à 6,24 %.

En avril 2010, Iroquois a racheté des obligations de série I portant intérêt à 9,16 % d'un montant de 200 millions de dollars US et émis pour une valeur de 150 millions de dollars US d'obligations échéant en avril 2020 et portant intérêt à 4,96 %.

En mai 2009, Iroquois a émis pour une valeur de 140 millions de dollars US de billets non garantis de premier rang échéant en mai 2019 et portant intérêt à 6,63 %.

En septembre 2010, TQM a racheté des obligations de série I à 7,53 % d'un montant de 100 millions de dollars et des obligations de série J à 3,906 % d'un montant de 75 millions de dollars.

En juillet 2010, TQM a émis pour une valeur de 100 millions de dollars d'obligations échéant en septembre 2017 et portant intérêt à 4,25 %.

En septembre 2009, TQM a émis pour une valeur de 75 millions de dollars d'obligations échéant en septembre 2014 et portant intérêt à 4,05 %. En août 2009, TQM a racheté des obligations de série H à 6,50 % d'un montant de 100 millions de dollars.

Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait l'incidence suivante sur le bénéfice net selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur les intérêts débiteurs des titres d'emprunt à taux d'intérêt variable	1	(1)

Intérêts débiteurs des coentreprises

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	39	51	45
Intérêts sur les obligations au titre de contrats de location-acquisition	16	17	18
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	4	(4)	9
	59	64	72

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'est établie à 42 millions de dollars en 2010 (41 millions de dollars en 2009; 50 millions de dollars en 2008) déduction faite de l'intérêt capitalisé dans le cadre des projets de construction.

La quote-part des paiements d'intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power dont la société est redevable s'est établie à 16 millions de dollars en 2010 (17 millions de dollars en 2009; 18 millions de dollars en 2008).

NOTE 12 BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars)	Date d'échéance	2010		2009	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
En dollars US (1 000 \$ US en 2010 et 2009)	2017	<u>985</u>	6,5 %	<u>1 036</u>	6,5 %

Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échoient en 2067 et portent intérêt au taux de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres de trois mois, majoré de 221 points de base. La société peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans entraîner de manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. La société ne serait toutefois pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de la société en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat. En présence de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables plus tôt au gré de la société, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de rachat ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

NOTE 13 MONTANTS REPORTÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 18)	282	272
Régimes d'avantages sociaux (note 22)	251	235
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 21)	65	110
Autres	96	126
	694	743

NOTE 14 ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TCPL qui appliquent la CATR comprennent actuellement les gazoducs au Canada et aux États-Unis et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les actifs et les passifs réglementaires représentent les produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser en fonction des décisions et approbations des organismes de réglementation pertinents. Outre l'information financière communiquée conformément aux PCGR du Canada, ces gazoducs réglementés déposent des rapports financiers fondés sur les règlements comptables adoptés par les organismes de réglementation auxquels ils sont assujettis.

Établissements réglementés au Canada

Les services de transport de gaz naturel au Canada sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par les organismes de réglementation pertinents.

Les tarifs demandés par TCPL pour les gazoducs réglementés au Canada sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande de modification tarifaire auprès de l'organisme de réglementation. Les tarifs réglementés sont fonction des besoins en produits annuels totaux, qui comprennent un taux précis de rendement annuel du capital investi, y compris les titres d'emprunt et les capitaux propres, ainsi que toutes les charges d'exploitation nécessaires, les impôts et l'amortissement.

Les gazoducs réglementés de TCPL au Canada sont généralement assujettis à une réglementation fondée sur le modèle du coût du service, selon lequel les coûts prévus, y compris un rendement du capital, déterminent les produits de l'exercice à venir. Dans la mesure où les coûts et

les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que l'organisme de réglementation ne permet pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés.

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, Foothills et TQM sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). En avril 2009, l'ONÉ a déterminé que le réseau de l'Alberta relève de la compétence fédérale et qu'il serait assujetti à la réglementation de l'ONÉ. Avant avril 2009, le réseau de l'Alberta était assujetti à la réglementation de l'AUC. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que des modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

En octobre 2009, l'ONÉ a rendu une décision déclarant que la décision RH-2-94, qui avait établi la méthode de calcul d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») servant de point de départ au calcul des droits exigés par les sociétés de gazoducs réglementées par l'ONÉ depuis 1995, ne serait plus en vigueur. La décision signifiait que le coût du capital d'une société serait dorénavant déterminé par des négociations entre les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs ou par l'ONÉ si une société pipelinière présente une demande au sujet du coût du capital. Cette décision a une incidence sur les pipelines de TCPL qui sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ. Cependant, le taux de rendement du réseau principal au Canada continuera d'être fondé sur la méthode de calcul du RCA définie par la RH-2-94 de l'ONÉ conformément aux dispositions du règlement tarifaire en vigueur pour le réseau principal au Canada, ainsi qu'il est décrit ci-après.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal s'appliquant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. Le coût du capital du réseau principal au Canada utilisé pour déterminer les droits aux termes du règlement tient compte d'un RCA, déterminé d'après la formule de l'ONÉ aux termes de la décision RH-2-94, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Le RCA permis pour le réseau principal au Canada en 2010 était de 8,52 % (8,57 % en 2009). Le reste de la structure du capital se compose de titres d'emprunt à court et à long terme.

Le règlement établit en outre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chaque année de sa durée d'application de cinq ans. Toute variation entre les coûts d'exploitation d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement a été totalement imputable à TCPL entre 2007 et 2009. Les variations de ces coûts seront partagées également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement. En 2009, l'ONÉ a approuvé un compte d'ajustement, établi afin de réduire les droits en 2010 aux termes d'un règlement conclu avec les parties prenantes. Conformément aux modalités du règlement, le solde du compte d'ajustement sera amorti à un taux d'amortissement composé et inclus dans les droits à compter de 2011.

Réseau de l'Alberta

En septembre 2010, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012. Le règlement prévoit un taux de RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprend un montant fixe pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration annuels sur la durée du règlement. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement est imputable à TCPL. Tous les autres coûts sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. En 2009, le réseau de l'Alberta était exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits de 2008-2009, qui prévoyait des coûts fixes pour le RCA, les impôts sur le bénéfice et certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Foothills

En juin 2010, TCPL a conclu un accord en vue de l'établissement d'un coût du capital pour Foothills qui se fonde sur un RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2010 à 2012. En 2009, le RCA de Foothills était de 8,57 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 36 % selon la formule du RCA prévue dans la décision RH-2-94 de l'ONÉ. Certains des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont fixes, conformément aux modalités du règlement au sujet de l'intégration du réseau de la Colombie-Britannique et de Foothills, et les écarts entre les coûts réels et les montants fixes sont partagés avec les clients.

TQM

En juin 2010, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs de TQM pour 2009, soit un taux de rendement moyen pondéré de la base tarifaire de 6,4 % après les impôts et toutes les composantes des coûts visées par le règlement partiel d'une durée de trois ans pour la période allant de 2007 à 2009 approuvées par l'ONÉ en septembre 2008. En novembre 2010, l'ONÉ a approuvé le règlement pluriannuel conclu par TQM avec ses intéressés au sujet des besoins en produits annuels pour 2010, 2011 et 2012. Dans le cadre du règlement, les besoins en produits annuels comportent des composantes coûts fixes et coûts transférés. La composante coûts fixes comprend certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le rendement de la base tarifaire, l'amortissement et les taxes municipales. Toute variation entre les coûts actuels et ceux inclus dans la composante coûts fixes est imputable à TQM.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs de TCPL aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act of 1938*, de la *Natural Gas Policy Act of 1978* et de la *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La *Natural Gas Act of 1938* confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC possède également l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États.

ANR

Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR sont réglementés par la FERC et ils sont également soumis aux tarifs approuvés par la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR a le droit d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en 1997. Les tarifs d'ANR Storage Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en 1990. Quelle que soit l'activité réglementée par la FERC, ANR n'est pas tenue de présenter à une date quelconque une demande en vue de l'approbation de nouveaux tarifs, pas plus qu'elle n'est tenue de ne pas en présenter.

GTN

GTN relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoient des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, GTN a le droit d'accorder des remises ou de négocier ces tarifs. Les tarifs de GTN ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en janvier 2008. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans qui interdit au réseau de GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts d'ajustement des tarifs, en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*. Le règlement exige également de GTN le dépôt d'un dossier tarifaire dans les sept années suivant l'entrée en vigueur.

Great Lakes

Great Lakes relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoit des taux maximaux et minimaux pour divers types de services et donnent le droit à Great Lakes d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. En novembre 2009, la FERC a lancé une enquête afin de déterminer si les tarifs de Great Lakes étaient justes et raisonnables. En juillet 2010, la FERC a approuvé les tarifs stipulés dans le règlement et l'entente déposés par Great Lakes qui s'appliquent à tous les expéditeurs actuels et futurs. Les tarifs stipulés sont entrés en vigueur le 1^{er} mai 2010 et le demeureront au moins jusqu'au 30 novembre 2011. Le règlement comprend un moratoire empêchant les participants et les clients de présenter une demande d'approbation de nouveaux tarifs avant le 1^{er} novembre 2012. Un autre moratoire empêche Great Lakes de présenter, avant le 1^{er} juin 2011, une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur avant le 1^{er} décembre 2011.

Actifs et passifs réglementaires

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts futurs ⁽¹⁾	1 256	1 305	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽²⁾	237	221	1
Charge d'ajustement ⁽³⁾	85	–	32
Autres ⁽⁴⁾	174	219	s.o.
	1 752	1 745	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme	240	221	
	1 512	1 524	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁽⁵⁾	200	218	1-19
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ⁽²⁾	98	31	1
Autres ⁽⁴⁾	150	167	s.o.
	448	416	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs	134	31	
	314	385	

- (1) Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations sans effet sur la trésorerie soit recouverts sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas de rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.
- (2) Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvés par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile suivante. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 51 millions de dollars supérieurs en 2010 (424 millions de dollars inférieurs en 2009) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.
- (3) Un compte d'ajustement réglementaire de 85 millions de dollars a été constitué et approuvé par les parties prenantes du réseau principal au Canada afin de réduire les droits en 2010. Le solde du compte sera amorti à un taux d'amortissement composé à compter de 2011.
- (4) Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 28 millions de dollars supérieurs en 2010 (82 millions de dollars inférieurs en 2009) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.
- (5) Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et Foothills représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change courant au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs. Sans l'application de la CATR, les PCGR du Canada auraient exigé que ces gains ou pertes non réalisés soient inclus dans le bénéfice net.

NOTE 15 PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les bilans consolidés s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
Participation sans contrôle dans PipeLines LP ⁽¹⁾	686	705
Participation sans contrôle dans Portland	82	80
	768	785

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les états consolidés des résultats s'établissent comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Participation sans contrôle dans PipeLines LP ⁽¹⁾	87	66	62
Participation sans contrôle dans Portland	6	8	46
	93	74	108

- (1) Depuis le 18 novembre 2009, la participation sans contrôle dans PipeLines LP est de 61,8 % (57,4 % du 1^{er} juillet 2009 au 17 novembre 2009; 67,9 % du 22 février 2007 au 30 juin 2009).

Les participations sans contrôle dans PipeLines LP et dans Portland au 31 décembre 2010 représentent la participation de respectivement 61,8 % et 38,3 % n'étant pas détenue par TCPL (respectivement 61,8 % et 38,3 % en 2009; respectivement 67,9 % et 38,3 % en 2008).

En 2010, TCPL a tiré des honoraires de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2009 et 2008) et de 7 millions de dollars (8 millions de dollars en 2009; 7 millions de dollars en 2008) pour les services fournis respectivement à PipeLines LP et à Portland.

NOTE 16 ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2008	531 549	6 554
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	66 341	2 419
En circulation au 31 décembre 2008	597 890	8 973
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	51 536	1 676
En circulation au 31 décembre 2009	649 426	10 649
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	26 121	987
En circulation au 31 décembre 2010	675 547	11 636

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Restrictions quant aux dividendes

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées et les titres d'emprunt de la société pourraient restreindre la capacité de la société de déclarer des dividendes sur les actions privilégiées et sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2010, la société disposait d'un montant d'environ 3,6 milliards de dollars (2,6 milliards de dollars en 2009; 1,7 milliard de dollars en 2008) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

Dividendes au comptant

En 2010, des dividendes au comptant de 1,1 milliard de dollars (976 millions de dollars en 2009; 795 millions de dollars en 2008) ont été versés.

NOTE 17 ACTIONS PRIVILÉGIÉES

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions autorisées et en circulation	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2010	2009
	(en milliers)			(en millions de dollars)	(en millions de dollars)
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				389	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises pour chaque série est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

À compter du 15 octobre 2013, TCPL pourra racheter les actions privilégiées de série U au prix de 50 \$ l'action et, à compter du 5 mars 2014, TCPL pourra racheter les actions privilégiées de série Y au prix de 50 \$ l'action.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le conseil d'administration de TransCanada permet l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions privilégiées de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada. Aux termes du RDA, les actions sont accordées aux participants à un escompte par rapport au cours moyen du marché des cinq jours précédant le paiement des dividendes. L'escompte a été établi à 3 % en 2009 et 2010, et il a été ramené à 2 % à partir des dividendes déclarés en février 2011. En 2008, l'escompte avait été établi à 2 %, et il avait été porté à 3 % à partir des dividendes déclarés en février 2009. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré pour respecter ses obligations aux termes du RDA.

Dividendes au comptant

En 2010, en 2009 et en 2008, des dividendes au comptant de 22 millions de dollars (2,80 \$ par action) ont été versés sur les actions privilégiées de série U et les actions privilégiées de série Y.

NOTE 18 GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour objectif de protéger le bénéfice, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de la vérification interne. Le comité de vérification du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité de vérification est appuyé à ce titre par le personnel de vérification interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

La société aménage d'importants projets d'infrastructures ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui influent sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa stratégie de gestion des risques en général afin de gérer les risques de marché qui découlent de ces activités. Les contrats d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de marché sont généralement constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. TCPL a recours à des contrats à terme de gré à gré et standardisés visant le change et les produits de base pour atténuer l'incidence de la volatilité des taux de change et des prix des produits de base.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Dans la mesure du possible, les instruments financiers dérivés sont désignés en tant que couverture, mais dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont inscrits à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue des résultats d'exploitation déclarés puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre. Cependant, la société conclut des ententes qui sont jugées être des couvertures économiques efficaces.

Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité, du gaz naturel et des produits pétroliers. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer le risque lié au prix pour son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel et des produits pétroliers requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même. Pour répondre à ses besoins en électricité, la société achète une grande partie de l'électricité requise pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité conformément à des contrats à terme ou la produit elle-même, ce qui lui permet de réduire son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

La société évalue les contrats de produits de base et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer le risque lié au prix des produits de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer si ces contrats ou certains de leurs aspects répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais il n'est pas nécessaire de les comptabiliser à la juste valeur puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire et qu'ils sont documentés comme tel. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exceptions.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

TCPL gère l'exposition de son entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Au 31 décembre 2010, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 49 millions de dollars (73 millions de dollars en 2009). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en 2010 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes avant les impôts de 16 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2009; pertes de 7 millions de dollars en 2008), qui ont été constatées en tant que diminution des produits et des stocks. La variation de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel en 2010 a donné lieu à des gains non réalisés avant les impôts de 6 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars en 2009; gains de 7 millions de dollars en 2008), qui ont été constatés en tant qu'augmentation des produits et des stocks.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt sur le marché.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, l'oscillation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TCPL. L'incidence des variations des taux de change est en partie atténuée par le fait que certains coûts liés au financement sont libellés en dollars US et par les activités de couverture de la société. Compte tenu de l'expansion des activités de la société aux États-Unis, annulée en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs libellés en dollars US, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est supérieur à ce qu'il était antérieurement.

La société gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations libellées dans cette devise ainsi que le risque de taux de change touchant l'exploitation du réseau de l'Alberta et de Foothills en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de TCPL est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 décembre 2010, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,8 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) (7,9 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) en 2009) et une juste valeur de 11,3 milliards de dollars (11,4 milliards de dollars US) (9,8 milliards de dollars (9,3 milliards de dollars US) en 2009). Au 31 décembre 2010, un montant de 181 millions de dollars a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs (96 millions de dollars en 2009) pour la juste valeur des contrats à terme, des swaps et des options utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

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

Actif (passif)	2010		2009	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2011 à 2016)	179	2 800 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2011)	2	100 US	9	765 US
Options de change en dollars US (échues en 2010)	–	–	1	100 US
	181	2 900 US	96	2 715 US

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

Analyse de la valeur à risque

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions ouvertes liquides. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel et un intervalle de confiance déterminés. La VaR utilisée par TCPL est calculée en présumant d'un intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions liquides ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. La méthode de VaR est fondée sur des statistiques et des probabilités qui tiennent compte de la volatilité du marché ainsi que de la diversification du risque en constatant des positions compensatrices et des corrélations entre certains produits et marchés. Les risques sont mesurés pour tous les produits et marchés, et les mesures de risque sont cumulées pour établir un seul nombre de VaR.

Il n'existe actuellement, au sein de l'industrie, aucune méthodologie uniforme d'estimation de la VaR. Le recours à la VaR comporte certaines restrictions, puisque cette méthode est fondée sur les corrélations et la volatilité historiques des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change et qu'elle présume que les mouvements de prix futurs suivront une distribution statistique. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative.

L'estimation de la VaR faite par TCPL englobe les filiales en propriété exclusive et elle tient compte des risques pertinents liés à chaque marché ou entité commerciale. Les gazoducs réglementés ne sont pas inclus dans ce calcul, puisque le fait que l'entreprise de pipelines soit assujettie à la réglementation des tarifs réduit l'incidence des risques de marché. Le conseil d'administration de TCPL a établi une limite de la VaR qui est évaluée régulièrement dans le cadre de la politique de gestion des risques de la société. La VaR consolidée de TCPL était de 12 millions de dollars au 31 décembre 2010 (12 millions de dollars en 2009).

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente les pertes financières que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de crédit lié aux contreparties est géré par l'utilisation de techniques de gestion du crédit déterminées, y compris l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir et à surveiller la solvabilité d'une contrepartie, l'établissement des limites de risque, le contrôle des risques en regard de ces limites, le recours à des accords de compensation cadre et l'obtention de garanties financières lorsque les circonstances le justifient. En règle générale, ces assurances financières comprennent des garanties, des lettres de crédit et des sommes au comptant. La société surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties. La société estime que ces mesures minimisent son risque de contrepartie, mais il n'y a aucune certitude qu'elles la protégeront contre toutes les pertes importantes.

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux instruments dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté sous la rubrique « Justes valeurs » de la présente note. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 décembre 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 317 millions de dollars (334 millions de dollars en 2009) à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers lui fournissent des lignes de crédit confirmées et des facilités de dépôt au comptant ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolvables.

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

Calpine Corporation (« Calpine ») et certaines de ses filiales se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions ordinaires et de 6,1 millions d'actions ordinaires de Calpine, représentant environ 85 % des réclamations convenues. En 2008, ces actions ont été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à des gains totaux de 279 millions de dollars avant les impôts. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils ont été transmis aux expéditeurs de ces réseaux en 2008 et 2009. En 2010, la société a comptabilisé un gain supplémentaire de 15 millions de dollars avant les impôts au titre des produits futurs prévus relativement aux réclamations de GTNC et de Portland.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que TCPL ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. La société gère le risque d'illiquidité en s'assurant qu'elle dispose toujours des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour respecter ses engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

La direction établit continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer ses besoins en financement. Un amalgame de facilités de crédit confirmées et à vue ainsi que l'accès aux marchés financiers permettent de gérer ces besoins, ainsi qu'il est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » de la présente note.

Au 31 décembre 2010, les lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et 0,8 milliard de dollars US échéant respectivement en novembre 2011, en décembre 2012 et en décembre 2012. De plus, la société continue de bénéficier d'un accès ininterrompu au marché de papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles.

Gestion des capitaux

Le principal objectif de la gestion des capitaux est d'assurer que TCPL profite de cotes de crédit élevées à l'appui de ses activités et pour maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2010 n'ont pas été modifiés depuis l'exercice précédent.

TCPL gère sa structure du capital d'une manière qui concorde avec les caractéristiques des risques inhérents aux actifs sous-jacents. La direction de la société estime que sa structure du capital est composée de la dette nette, des participations sans contrôle et des capitaux propres. La dette nette est constituée des billets à payer, des montants nets à rembourser à TransCanada Corporation, de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La dette nette comprend exclusivement les obligations que la société contrôle et gère. Par conséquent, elle ne comprend pas la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les billets à payer et la dette à long terme des coentreprises de TCPL.

Le total des capitaux gérés par la société se ventile comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
Billets à payer	2 081	1 678
Montant net à rembourser à TransCanada Corporation	1 340	1 224
Dettes à long terme	17 922	16 664
Billets subordonnés de rang inférieur	985	1 036
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(648)	(878)
Dettes nettes	21 680	19 724
Participations sans contrôle	768	785
Capitaux propres	15 747	14 872
Total des capitaux propres	16 515	15 657
	38 195	35 381

Justes valeurs

La valeur comptable de certains instruments financiers compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les montants à rembourser à ou à recevoir de TransCanada Corporation, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créanciers, les intérêts courus et les montants reportés se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers, ainsi que des placements disponibles à la vente, a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés.

La juste valeur des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La valeur de la dette à long terme a été évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés, des billets à recevoir et de la dette à long terme tient compte du risque de crédit.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010		2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	752	752	979	979
Débiteurs et autres ⁽²⁾⁽³⁾	1 564	1 604	1 433	1 484
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 363	1 363	845	845
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	20	20	23	23
	3 699	3 739	3 280	3 331
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	2 092	2 092	1 687	1 687
Créanciers et montants reportés ⁽⁴⁾	1 444	1 444	1 532	1 532
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 703	2 703	2 069	2 069
Intérêts courus	361	361	380	380
Dettes à long terme	17 922	21 523	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	985	992	1 036	976
Dettes à long terme des coentreprises	866	971	965	1 025
	26 373	30 086	24 333	27 046

- (1) Le bénéfice net consolidé en 2010 comprenait des gains de 8 millions de dollars (gain de 6 millions de dollars en 2009) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 250 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 2009) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers.
- (2) Au 31 décembre 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 280 millions de dollars (968 millions de dollars en 2009) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars (néant en 2009) dans les autres actifs à court terme et de 264 millions de dollars (488 millions de dollars en 2009) dans les actifs incorporels et autres actifs.
- (3) Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 250 millions de dollars (250 millions de dollars en 2009) au titre de la dette à long terme qui est ajusté en fonction de la juste valeur.
- (4) Au 31 décembre 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 414 millions de dollars (1 507 millions de dollars en 2009) dans les créiteurs et de 30 millions de dollars (25 millions de dollars en 2009) dans les montants reportés.

Les tableaux qui suivent présentent en détail les échéances contractuelles à venir pour les passifs financiers non dérivés de TCPL, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et de l'intérêt au 31 décembre 2010 :

Remboursements contractuels des passifs financiers⁽¹⁾

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite
Billets à payer	2 092	2 092	–	–	–
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	2 703	–	2 703	–	–
Dette à long terme	17 922	894	2 012	2 034	12 982
Billets subordonnés de rang inférieur	985	–	–	–	985
Dette à long terme des coentreprises	866	65	148	99	554
	24 568	3 051	4 863	2 133	14 521

- (1) Le moment prévu du règlement de contrats de dérivés est présenté dans le sommaire des instruments financiers dérivés qui figure dans la présente note.

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	202	101	101	–	–
Dette à long terme	16 721	1 140	2 190	1 973	11 418
Billets subordonnés de rang inférieur	410	63	126	126	95
Dette à long terme des coentreprises	381	48	90	80	163
	17 714	1 352	2 507	2 179	11 676

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2010 s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2010			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	169 \$	144 \$	8 \$	20 \$
Passifs	(129)\$	(173)\$	(14)\$	(21)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	15 610	158	-	-
Ventes	18 114	96	-	-
En dollars CA	-	-	-	736
En dollars US	-	-	1 479 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁽⁴⁾	(32)\$	27 \$	4 \$	43 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁽⁴⁾	77 \$	(42)\$	36 \$	(74)\$
Dates d'échéance	2011-2015	2011-2015	2011-2012	2011-2016
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾				
Justes valeurs ⁽²⁾				
Actifs	112 \$	5 \$	- \$	8 \$
Passifs	(186)\$	(19)\$	(51)\$	(26)\$
Valeurs nominales				
Volumes ⁽³⁾				
Achats	16 071	17	-	-
Ventes	10 498	-	-	-
En dollars US	-	-	120 US	1 125 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁽⁴⁾	(9)\$	(35)\$	- \$	(33)\$
Dates d'échéance	2011-2015	2011-2013	2011-2014	2011-2015

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

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

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).

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

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 250 millions de dollars US. En 2010, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2010, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(6) En 2010, le bénéfice net comprenait un gain de 1 million de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions

sous-jacentes connexes. En 2010, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Le moment prévu du règlement des contrats dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants après le 31 décembre 2010. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement. Le moment prévu du règlement de ces contrats s'établit comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Total	2011	2012 et 2013	2014 et 2015	2016 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	341	221	102	17	1
Passifs	(337)	(191)	(121)	(24)	(1)
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	306	76	204	26	–
Passifs	(282)	(146)	(120)	(16)	–
	28	(40)	65	3	–

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société en 2009 s'établissent comme suit :

<i>Au 31 décembre</i> <i>(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)</i>	2009				
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	– \$	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	15 275	238	180	–	–
Ventes	13 185	194	180	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	574
En dollars US	–	–	–	444 US	1 325 US
Swaps de devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	3 \$	(5)\$	1 \$	3 \$	27 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	70 \$	(76)\$	– \$	36 \$	(22)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	– \$	– \$	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	– \$	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽²⁾					
Achats	13 641	33	–	–	–
Ventes	14 311	–	–	–	–
En dollars US	–	–	–	120 US	1 825 US
Swaps de devises	–	–	–	136/100 US	–
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁽³⁾	156 \$	(29)\$	– \$	– \$	(37)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	–	2010-2014	2010-2020

- (1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.
- (3) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (4) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. En 2009, les gains réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2009, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (5) En 2009, le bénéfice net comprenait des pertes de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2010	2009
À court terme		
Autres actifs à court terme	273	315
Créditeurs	(337)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs (note 7)	374	260
Montants reportés (note 13)	(282)	(272)

Instruments financiers dérivés des coentreprises

Le sommaire des instruments financiers dérivés comprend les montants liés aux instruments dérivés visant l'électricité utilisés par l'une des coentreprises de la société pour gérer les risques liés au prix des produits de base. La quote-part revenant à la société de la juste valeur des instruments dérivés visant les ventes d'électricité était de 48 millions de dollars au 31 décembre 2010 (105 millions de dollars en 2009). Ces contrats échoient entre 2011 et 2015. La quote-part revenant à la société des valeurs nominales des volumes des ventes d'électricité liée à ce risque s'établissait à 3 772 gigawatts-heure (« GWh ») au 31 décembre 2010 (6 312 GWh en 2009). La quote-part revenant à la société des valeurs nominales des volumes des achats d'électricité liée à ce risque était de 2 322 GWh au 31 décembre 2010 (2 747 GWh en 2009).

Hiérarchie de la juste valeur

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

Il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau en 2010 et en 2009. Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données d'entrée importantes observables (deuxième niveau)		Données d'entrée importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>								
Stocks de gaz naturel	-	-	49	73	-	-	49	73
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	28	40	-	-	28	40
Contrats de change	10	10	179	104	-	-	189	114
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	269	311	5	14	274	325
Contrats sur produits de base pour le gaz	93	55	56	49	-	-	149	104
Contrats sur produits de base pour le pétrole	-	-	-	5	-	-	-	5
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(47)	(119)	-	-	(47)	(119)
Contrats de change	(11)	(6)	(54)	(120)	-	-	(65)	(126)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(299)	(229)	(8)	(16)	(307)	(245)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(178)	(103)	(15)	(27)	-	-	(193)	(130)
Contrats sur produits de base pour le pétrole	-	-	-	(5)	-	-	-	(5)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	20	23	-	-	-	-	20	23
	(66)	(21)	166	82	(3)	(2)	97	59

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

<i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>	Instruments dérivés ⁽¹⁾
Solde au 31 décembre 2008	-
Nouveaux contrats ⁽²⁾	(14)
Transferts au troisième niveau ⁽³⁾	12
Solde au 31 décembre 2009	(2)
Nouveaux contrats⁽²⁾	(16)
Règlements	(3)
Transferts au troisième niveau⁽⁴⁾	3
Transferts du troisième niveau⁽⁴⁾⁽⁵⁾	(38)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	14
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	39
Solde au 31 décembre 2010	(3)

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

⁽²⁾ Au 31 décembre 2010, le total des gains nets inclus dans le bénéfice net attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de l'exercice et toujours détenus à la date du bilan est de 1 million de dollars (néant en 2009).

⁽³⁾ Ces contrats étaient antérieurement inclus dans le deuxième niveau, mais ils ont été reclassés dans le troisième niveau en raison de la liquidité réduite du marché auquel ils se rapportent.

⁽⁴⁾ Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données d'entrée sont observables.

⁽⁵⁾ Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 8 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 décembre 2010.

NOTE 19 IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE**Provision pour les impôts sur le bénéfice**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Exigibles			
Canada	27	(68)	381
Pays étrangers	(169)	100	143
	(142)	32	524
Futurs			
Canada	156	326	(10)
Pays étrangers	351	18	77
	507	344	67
Charge d'impôts	365	376	591

Répartition géographique du bénéfice

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Canada	745	1 061	1 203
Pays étrangers	969	768	938
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	1 714	1 829	2 141

Rapprochement de la charge d'impôts

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	1 714	1 829	2 141
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	28%	29,0%	29,5%
Charge d'impôts prévue	480	530	632
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	8	39	44
Taux d'imposition étrangers effectifs inférieurs	(36)	(63)	(5)
Modification du taux d'imposition et changements législatifs	-	(30)	-
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(40)	(37)	(45)
Variation de la provision pour moins-value	-	-	(9)
Autres	(47)	(63)	(26)
Charge d'impôts réelle	365	376	591

Actifs et passifs d'impôts futurs

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009
Reports de perte d'exploitation	494	148
Pertes non réalisées sur les instruments dérivés	113	56
Autres avantages postérieurs à l'emploi	75	72
Montants reportés	42	42
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	12	–
Autres	115	90
Actifs d'impôts futurs	851	408
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	3 434	2 642
Impôts sur les besoins en produits futurs	321	338
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	161	96
Prestations de retraite	96	75
Crédits reportés	40	57
Gains non réalisés sur les instruments dérivés	9	32
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	–	17
Autres	40	44
Passifs d'impôts futurs	4 101	3 301
Montant net des passifs d'impôts futurs	3 250	2 893

Au 31 décembre 2010, la société a constaté l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 42 millions de dollars (9 millions de dollars en 2009) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2014 à 2030.

Au 31 décembre 2010, la société a constaté l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 1 320 millions de dollars US (379 millions de dollars US en 2009) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2030.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été supérieurs d'environ 105 millions de dollars au 31 décembre 2010 (101 millions de dollars en 2009).

Versements d'impôts sur le bénéfice

La société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice, déduction faite des remboursements reçus, de 57 millions de dollars en 2010 (83 millions de dollars en 2009; 486 millions de dollars en 2008).

NOTE 20 BILLETS À PAYER

	2010		2009	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
	(en millions de dollars)		(en millions de dollars)	
En dollars CA	601	1,2 %	327	0,3 %
En dollars US (1 499 \$ US en 2010, 1 299 \$US en 2009)	1 491	0,7 %	1 360	0,4 %
	2 092		1 687	

Les billets à payer comprennent le papier commercial en circulation et les prélèvements sur les prêts-relais et les facilités de crédit.

Au 31 décembre 2010, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 5,1 milliards de dollars. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de TCPL de 2,0 milliards de dollars échéant en décembre 2012, à laquelle la société avait entièrement accès au 31 décembre 2010; les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 2 millions de dollars en 2010 et en 2009;
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 300 millions de dollars US garantie par TransCanada et échéant en février 2013; cette facilité fait partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA dont il est question à la note 10; cette facilité était entièrement utilisée au 31 décembre 2010; le coût de maintien de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US a été de 1 million de dollars en 2010 et en 2009;
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada Keystone Pipeline, L.P., garantie par TCPL et TCPL USA, échéant en novembre 2011; cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2010 et son coût de maintien a été de 5 millions de dollars en 2010 (2 millions de dollars en 2009);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA échéant en décembre 2012 et pouvant être reportée d'une année à l'option de l'emprunteur; cette facilité de crédit est garantie par TransCanada; au 31 décembre 2010, des fonds de 200 millions de dollars US avaient été prélevés sur cette facilité; le coût de maintien de la facilité de crédit a été de 4 millions de dollars en 2010 (néant en 2009);
- des lignes à vue totalisant 800 millions de dollars permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2010, la société avait affecté environ 382 millions de dollars de ces lignes à vue à des lettres de crédit.

Au 31 décembre 2008, TCPL avait affecté 255 millions de dollars d'un prêt-relais confirmé et non garanti de un an au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood. En février 2009, la société a remboursé le montant de 255 millions de dollars US et la facilité a été annulée.

NOTE 21 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2010, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les OMHSI à l'égard de certaines activités réglementées et non réglementées du secteur des gazoducs s'élevaient à 62 millions de dollars (64 millions de dollars en 2009), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation annuel variant de 1 % à 4 %. La valeur comptable de ces passifs s'établissait à 24 millions de dollars au 31 décembre 2010 (24 millions de dollars en 2009) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,2 % à 11,0 %. Au 31 décembre 2010, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 2011 à 2029.

Au 31 décembre 2010, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les OMHSI du secteur de l'énergie s'établissaient à 719 millions de dollars (424 millions de dollars en 2009), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation annuel variant de 2,0 % à 2,5 %. En 2010, la durée économique de certains actifs du secteur de l'énergie a été prolongée après l'examen des tendances du marché et de l'état des actifs. Par conséquent, la valeur comptable de ce passif a été révisée à 42 millions de dollars au 31 décembre 2010 (87 millions de dollars en 2009) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux moyens variant de 5,5 % à 6,8 %. Au 31 décembre 2010, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 2018 à 2060.

Rapprochement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations⁽¹⁾

<i>(en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2008	25	63	88
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	4	18	22
Charge de désactualisation	2	4	6
Solde au 31 décembre 2008	31	85	116
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	(9)	(4)	(13)
Charge de désactualisation	2	6	8
Solde au 31 décembre 2009	24	87	111
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	(1)	(47)	(48)
Charge de désactualisation	1	2	3
Solde au 31 décembre 2010	24	42	66

⁽¹⁾ Au 31 décembre 2010, les montants reportés et les crédateurs comprenaient des OMHSI totalisant respectivement 65 millions de dollars (110 millions de dollars en 2009) et 1 million de dollars (1 million de dollars en 2009).

NOTE 22 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre des régimes PD qui couvrent la grande majorité de ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD canadiens sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ huit ans.

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes 401(k) (régimes CD) aux États-Unis et des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'espérance de vie des anciens employés, durée qui est d'environ 12 ans au 31 décembre 2010. Les cotisations au régime d'épargne et aux régimes CD sont passées en charges au moment où elles sont engagées. En 2010, la société a passé en charges un montant de 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2009 et en 2008) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs, soit les montants au comptant versés par la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 127 millions de dollars en 2010 (168 millions de dollars en 2009; 90 millions de dollars en 2008), y compris un montant de 21 millions de dollars en 2010 (21 millions de dollars en 2009 et en 2008) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, à des fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2011, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2012.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 476	1 332	150	144
Coût des services rendus au cours de la période	50	45	2	2
Intérêts débiteurs	89	89	9	9
Cotisations des employés	4	4	1	1
Prestations versées	(73)	(70)	(9)	(8)
Perte actuarielle	95	107	8	10
Transferts	(8)	–	–	–
Variations du taux de change	(11)	(31)	(2)	(8)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 622	1 476	159	150
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 447	1 193	27	26
Rendement réel des actifs des régimes	177	206	3	5
Cotisations de l'employeur	98	140	8	7
Cotisations des employés	4	4	1	1
Prestations versées	(73)	(70)	(9)	(8)
Transferts	(8)	–	–	–
Variations du taux de change	(9)	(26)	(1)	(4)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 636	1 447	29	27
Situation de capitalisation – excédent (déficit) des régimes	14	(29)	(130)	(123)
Perte actuarielle nette non amortie	345	329	42	37
Coûts non amortis au titre des services passés	18	21	(3)	(3)
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	377	321	(91)	(89)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Actifs incorporels et autres actifs	380	323	–	–
Montants reportés	(3)	(2)	(91)	(89)
	377	321	(91)	(89)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnés.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Obligation au titre des prestations	(417)	(390)	(159)	(150)
Juste valeur des actifs des régimes	391	358	29	27
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(26)	(32)	(130)	(123)

En 2011, la société prévoit que ses cotisations aux régimes PD totaliseront environ 98 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux, au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ 28 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autres avantages sociaux
2011	82	9
2012	85	9
2013	89	9
2014	92	10
2015	96	10
De 2016 à 2020	540	56

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations sont les suivantes :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
<i>Aux 31 décembre</i>				
Taux d'actualisation	5,55 %	6,00 %	5,65 %	6,00 %
Taux de croissance de la rémunération	3,20 %	3,20 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
<i>Exercices clos le 31 décembre</i>						
Taux d'actualisation	6,00 %	6,65 %	5,30 %	6,00 %	6,50 %	5,50 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,95 %	6,95 %	6,95 %	7,80 %	7,75 %	7,75 %
Taux de croissance de la rémunération	3,20 %	3,25 %	3,60 %			

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures sur le niveau et la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 9 % pour 2011. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2020 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	14	(12)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Coût des services rendus au cours de la période	50	45	52	2	2	2
Intérêts débiteurs	89	89	80	9	9	8
Rendement réel des actifs des régimes	(177)	(206)	222	(3)	(5)	10
Perte actuarielle (gain actuariel)	95	107	(261)	8	10	(21)
Modification des régimes	-	-	-	-	-	(11)
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	57	35	93	16	16	(12)
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	68	107	(316)	1	3	(12)
Différence entre la perte actuarielle constatée (le gain actuariel constaté) et la perte actuarielle réelle (le gain actuariel réel) sur l'obligation au titre des prestations constituées	(86)	(101)	280	(6)	(8)	23
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	4	4	4	-	-	11
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	2	2	2
	43	45	61	13	13	12

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre</i> Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2010	2009	2010
Titres d'emprunt	37 %	40 %	35 % à 60 %
Titres de participation	63 %	60 %	40 % à 65 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt comprennent la dette de la société d'un montant de 4 millions de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2010 et 2009. Les titres de participation

comprennent les actions ordinaires de TransCanada d'un montant de 3 millions de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 8 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2010 et 2009.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des variables démographiques des participants aux régimes.

Avantages sociaux futurs des coentreprises

Certaines coentreprises de la société offrent à leurs employés des régimes PD ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, notamment des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les obligations aux termes de ces régimes ne peuvent donner lieu à aucun recours contre TCPL. Les montants ci-après dans la présente note, y compris dans les tableaux connexes, représentent la quote-part de TCPL relativement à ces régimes.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs, soit les montants au comptant versés par les coentreprises de la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 58 millions de dollars en 2010 (54 millions de dollars en 2009; 42 millions de dollars en 2008).

Au 31 décembre de chaque exercice, les coentreprises de la société évaluent, à des fins comptables, leurs obligations au titre des prestations ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. Les évaluations actuarielles des régimes de retraite les plus récentes aux fins de capitalisation ont eu lieu en date du 1^{er} janvier 2011, et les prochaines évaluations requises auront lieu en date du 1^{er} janvier 2012.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	695	599	170	133
Coût des services rendus au cours de la période	19	16	8	5
Intérêts débiteurs	42	40	10	9
Cotisations des employés	7	6	–	–
Prestations versées	(31)	(33)	(5)	(4)
Perte actuarielle	132	68	25	27
Variations du taux de change	–	(1)	–	–
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	864	695	208	170
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	641	556	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	57	63	–	–
Cotisations de l'employeur	53	50	5	4
Cotisations des employés	7	6	–	–
Prestations versées	(31)	(33)	(5)	(4)
Variations du taux de change	–	(1)	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	727	641	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(137)	(54)	(208)	(170)
Perte actuarielle nette non amortie	230	113	49	25
Coûts non amortis au titre des services passés	–	–	2	2
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	93	59	(157)	(143)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Actifs incorporels et autres actifs	93	60	–	–
Montants reportés	–	(1)	(157)	(143)
	93	59	(157)	(143)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnés :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Obligation au titre des prestations	(864)	(695)	(208)	(170)
Juste valeur des actifs des régimes	727	641	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(137)	(54)	(208)	(170)

En 2011, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 87 millions de dollars, alors que leurs cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 7 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autres avantages sociaux
2011	40	6
2012	43	7
2013	47	7
2014	51	8
2015	54	9
De 2016 à 2020	324	55

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations des coentreprises de la société au titre des prestations sont les suivantes :

<i>Aux 31 décembre</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Taux d'actualisation	5,25 %	6,00 %	5,10 %	5,80 %
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour les coentreprises de la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

<i>Exercices clos le 31 décembre</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Taux d'actualisation	6,00 %	6,75 %	5,25 %	5,80 %	6,40 %	5,15 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,00 %	7,00 %	7,00 %			
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %	3,50 %			

L'incidence d'une variation de un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	3	(2)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	26	(22)

La quote-part de la société du coût net des avantages sociaux de ses coentreprises se présente comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Coût des services rendus au cours de la période	19	16	27	8	5	8
Intérêts débiteurs	42	40	42	10	9	9
Rendement réel des actifs des régimes	(57)	(63)	78	-	-	-
Perte actuarielle (gain actuariel)	132	68	(229)	25	27	(45)
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les ajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	136	61	(82)	43	41	(28)
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	12	25	(122)	-	-	-
Différence entre la perte actuarielle constatée (le gain actuariel constaté) et la perte actuarielle réelle (le gain actuariel réel) sur l'obligation au titre des prestations constituées	(128)	(67)	239	(24)	(28)	48
	20	19	35	19	13	20

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite des coentreprises de la société ainsi que la ventilation ciblée, par catégorie d'actifs, s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre</i> Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2010	2009	2010
Titres d'emprunt	41 %	40 %	40 %
Titres de participation	59 %	60 %	60 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt comprennent la dette de la société d'un montant de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 1 million de dollars (0,1 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2010 et 2009. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de TransCanada d'un montant de 4 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2010 et 2009.

Les actifs des régimes de retraite des coentreprises sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des variables démographiques des participants aux régimes.

NOTE 23 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2010	2009	2008
(Augmentation) diminution des débiteurs	(312)	315	(126)
Diminution (augmentation) des stocks	70	(19)	82
Augmentation des autres actifs à court terme	(87)	(249)	(61)
Augmentation (diminution) des créditeurs	92	(153)	131
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(19)	18	102
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(256)	(88)	128

NOTE 24 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES**Engagements****Contrats de location-exploitation**

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements, montant net
2011	83	(9)	74
2012	80	(5)	75
2013	79	(4)	75
2014	76	(4)	72
2015	73	(3)	70
2016 et par la suite	419	(1)	418
	810	(26)	784

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à dix ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2010 se sont élevées à 107 millions de dollars (91 millions de dollars en 2009; 52 millions de dollars en 2008).

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation, et ces CAE ont été en partie sous-louées à des tiers à des modalités semblables. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus le tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quote-part de TCPL de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2010 était de 363 millions de dollars (384 millions de dollars en 2009; 398 millions de dollars en 2008). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

	Megawatts	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sundance B	353	31 décembre 2020
Sheerness	756	31 décembre 2020

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Autres engagements

Au 31 décembre 2010, TCPL devra engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,2 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction pour le réseau de l'Alberta et Guadalajara.

Au 31 décembre 2010, la société devait engager, dans le secteur des oléoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,2 milliard de dollars, principalement pour les coûts de construction de l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Au 31 décembre 2010, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,6 milliard de dollars, principalement pour sa part des coûts de construction des projets de Bruce Power et de Cartier énergie éolienne.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2010, la société avait constaté quelque 59 millions de dollars (67 millions de dollars en 2009) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent l'estimation faite par la société du montant qu'elle prévoit engager pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état qui se poursuivent pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2018 à perpétuité. En outre, TCPL et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties ont été fournies dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005 et leurs durées s'étendent jusqu'à 2018 et 2019. La quote-part de TCPL à l'égard du risque découlant de ces garanties de Bruce A et de Bruce B était évaluée à 739 millions de dollars au 31 décembre 2010. La juste valeur estimative de ces garanties de Bruce Power est évaluée à 42 millions de dollars. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement, (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2010, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 227 millions de dollars à un maximum de 539 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties est évaluée à 9 millions de dollars et elle a été incluse dans les montants reportés. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

NOTE 25 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Échéance	2010		2009	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte ⁽¹⁾	2011	2 566	1,4 %	1 959	0,6 %
Facilité de crédit ⁽²⁾		(1 203)	3,0 %	(1 114)	2,3 %
		1 363		845	

⁽¹⁾ L'intérêt sur les billets à escompte est équivalent aux taux courants pour le papier commercial.

⁽²⁾ TCPL a établi auprès de TransCanada une facilité de crédit renouvelable remboursable à vue qui a été portée de 1,5 milliard de dollars à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars US en septembre 2010. Cette facilité porte intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel aux États-Unis. Cette facilité peut être retirée par TransCanada à son gré.

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à rembourser de TransCanada Corporation.

<i>(en millions de dollars)</i>	Échéance	2010		2009	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit ⁽¹⁾	2012	2 703	3,8 %	2 069	1,3 %

⁽¹⁾ La facilité de crédit non garantie de TransCanada auprès d'une filiale de TCPL a été portée de 2,5 milliards de dollars à 3,5 milliards de dollars le 15 novembre 2010. Cette modification a également restreint les options quant à l'intérêt, qui peut être imputé uniquement au taux préférentiel de Reuters majoré de 75 points de base.

En 2010, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 70 millions de dollars en intérêts débiteurs (52 millions de dollars en 2009; 76 millions de dollars en 2008) et un montant de 19 millions de dollars (20 millions de dollars en 2009; 55 millions de dollars en 2008) au titre des intérêts créditeurs en raison d'emprunts intersociétés. Au 31 décembre 2010, les créditeurs comprenaient des intérêts de 6 millions de dollars à payer à TransCanada (2 millions de dollars en 2009).

La société a effectué des paiements d'intérêt de 66 millions de dollars en 2010 (52 millions de dollars en 2009; 76 millions de dollars en 2008).

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES DIX DERNIERS EXERCICES*(en millions de dollars, sauf indication contraire)*

	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
États des résultats										
Produits	8 064	8 181	8 547	8 731	7 414	6 082	5 497	5 636	5 225	5 285
BAIIA										
Pipelines	2 769	3 122	3 315	3 077	2 780	3 001	2 846	2 857	2 815	2 702
Énergie	1 117	1 132	1 169	970	880	883	621	458	373	383
Siège social	(99)	(117)	(104)	(102)	(85)	(87)	(59)	(65)	(63)	(82)
	3 787	4 137	4 380	3 945	3 575	3 797	3 408	3 250	3 125	3 003
Amortissement	(1 354)	(1 377)	(1 247)	(1 237)	(1 117)	(1 041)	(972)	(954)	(876)	(811)
BAII	2 433	2 760	3 133	2 708	2 458	2 756	2 436	2 296	2 249	2 192
Intérêts débiteurs et autres	(812)	(1 005)	(1 100)	(993)	(912)	(916)	(945)	(959)	(963)	(1 004)
Impôts sur le bénéfice	(365)	(376)	(591)	(483)	(475)	(610)	(491)	(514)	(517)	(480)
Bénéfice net	1 256	1 379	1 442	1 232	1 071	1 230	1 000	823	769	708
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires										
Activités poursuivies	1 234	1 357	1 420	1 210	1 049	1 208	978	801	747	686
Activités abandonnées	–	–	–	–	28	–	52	50	–	(67)
	1 234	1 357	1 420	1 210	1 077	1 208	1 030	851	747	619
États des flux de trésorerie										
Fonds provenant de l'exploitation	3 279	3 044	2 992	2 603	2 374	1 950	1 701	1 822	1 843	1 625
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	(256)	(88)	128	63	(503)	79	28	93	92	(487)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 023	2 956	3 120	2 666	1 871	2 029	1 729	1 915	1 935	1 138
Dépenses en immobilisations et acquisitions	5 036	6 319	6 363	5 874	2 042	2 071	2 046	965	851	1 082
Cessions d'actifs, déduction faite des impôts sur le bénéfice exigibles	–	–	28	35	23	671	410	–	–	1 170
Dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	1 109	998	817	725	639	608	574	532	488	440
Bilans										
Actif										
Immobilisations corporelles										
Gazoducs	18 230	18 333	19 339	18 122	17 141	16 528	17 306	16 064	16 158	16 562
Oléoducs	8 184	5 305	1 361	158	–	–	–	–	–	–
Énergie	9 745	9 158	8 435	5 127	4 302	3 483	1 421	1 368	1 340	1 116
Siège social	85	83	54	45	44	27	37	50	64	66
Total de l'actif	47 949	44 670	40 735	31 737	26 386	24 113	22 414	20 873	20 416	20 255
Activités poursuivies	47 949	44 670	40 735	31 737	26 386	24 113	22 414	20 873	20 416	20 255
Activités abandonnées	–	–	–	–	–	–	7	11	139	276
Total de l'actif	47 949	44 670	40 735	31 737	26 386	24 113	22 421	20 884	20 555	20 531
Structure du capital										
Dette à long terme	17 028	16 186	15 368	12 377	10 887	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444
Billets subordonnés de rang inférieur	985	1 036	1 213	975	–	–	–	–	–	–
Titres privilégiés	–	–	–	–	536	536	554	598	944	950
Participations sans contrôle	768	785	805	610	366	394	311	324	288	286
Actions privilégiées	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	15 358	14 483	12 574	9 664	7 618	7 164	6 484	6 044	5 747	5 426

	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Données par action ordinaire (en dollars)										
Bénéfice net – de base										
Activités poursuivies	1,87 \$	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$
Activités abandonnées	–	–	–	–	0,06	–	0,11	0,11	–	(0,14)
	1,87 \$	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,23 \$	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,56 \$	1,30 \$
Bénéfice net – dilué										
Activités poursuivies	1,87 \$	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,55 \$	1,44 \$
Activités abandonnées	–	–	–	–	0,06	–	0,11	0,11	–	(0,14)
	1,87 \$	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$	2,23 \$	2,50 \$	2,14 \$	1,77 \$	1,55 \$	1,30 \$
Données par action privilégiée (en dollars)										
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série U	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série Y	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Ratios financiers										
Ratio du bénéfice sur les charges fixes ⁽¹⁾	1,8	2,1	2,7	2,6	2,6	2,9	2,5	2,3	2,3	2,1

⁽¹⁾ Le ratio du bénéfice sur les charges fixes est calculé en divisant le bénéfice par les charges fixes. Le bénéfice est calculé en tant que la somme du BAII et des intérêts créditeurs et autres, moins le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle (exception faite des participations sans contrôle affichant des intérêts débiteurs) et du bénéfice non réparti des placements comptabilisés selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les charges fixes sont calculées en tant que la somme des intérêts débiteurs, des intérêts débiteurs des coentreprises et des intérêts capitalisés.



Dirigeants



Russ Girling
Président
et chef de la direction



Dennis McConaghy
Vice-président directeur
Expansion de l'entreprise



Alex Pourbaix
Président
Énergie et oléoducs



Sean McMaster
Vice-président directeur
Siège social et chef du contentieux



Greg Lohnes
Président
Gazoducs



Sarah Raiss
Vice-présidente directrice
Services généraux



Don Marchand
Vice-président directeur
et chef des finances



Don Wishart
Vice-président directeur
Exploitation et grands projets



Consulter notre site Web pour un complément d'information sur :

- les entreprises de pipelines et d'énergie de la société
- les projets et initiatives de la société
- la responsabilité sociale
- la gouvernance de l'entreprise
- les services à l'intention des investisseurs

www.transcanada.com

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

David Moneta, Vice-président,
Relations avec les investisseurs et communications

1.800.361.6522
(Canada et États continentaux des États-Unis)

Pour nous joindre

TransCanada Corporation

TransCanada Tower
450 1st Street SW
Calgary, Alberta T2P 5H1

1.403.920.2000 1.800.661.3805

Recycler s.v.p.



Imprimé au Canada en mars 2011



Notre vision

TransCanada sera le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord en ciblant les occasions de croissance dans les secteurs des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où la société possède déjà ou pourra acquérir un important avantage concurrentiel.

