

2011



# Rapport de gestion et états financiers consolidés audités

TransCanada PipeLines Limited

## GAZODUCS

- 1 Réseau principal au Canada
- 2 Réseau de l'Alberta
- 3 ANR
- 4 GTN (participation effective de 83,3 %)
- 5 Foothills
- 6 Bison (participation effective de 83,3 %)
- 7 Guadalajara
- 8 Tamazunchale
- 9 North Baja (participation effective de 33,3 %)
- 10 Tuscarora (participation effective de 33,3 %)
- 11 Northern Border (participation effective de 16,7 %)
- 12 Great Lakes (participation effective de 69 %)
- 13 Iroquois (participation de 44,5 %)
- 14 TQM (participation de 50 %)
- 15 Portland (participation de 61,7 %)
- 16 Projet de gazoduc de l'Alaska (proposé par TransCanada)
- 17 Projet gazier Mackenzie (proposé par les producteurs)

### Stockage de gaz naturel

- 18 Stockage de gaz naturel d'ANR

## OLÉODUCS

- 1 Keystone
- 2 Keystone XL (en voie d'aménagement)

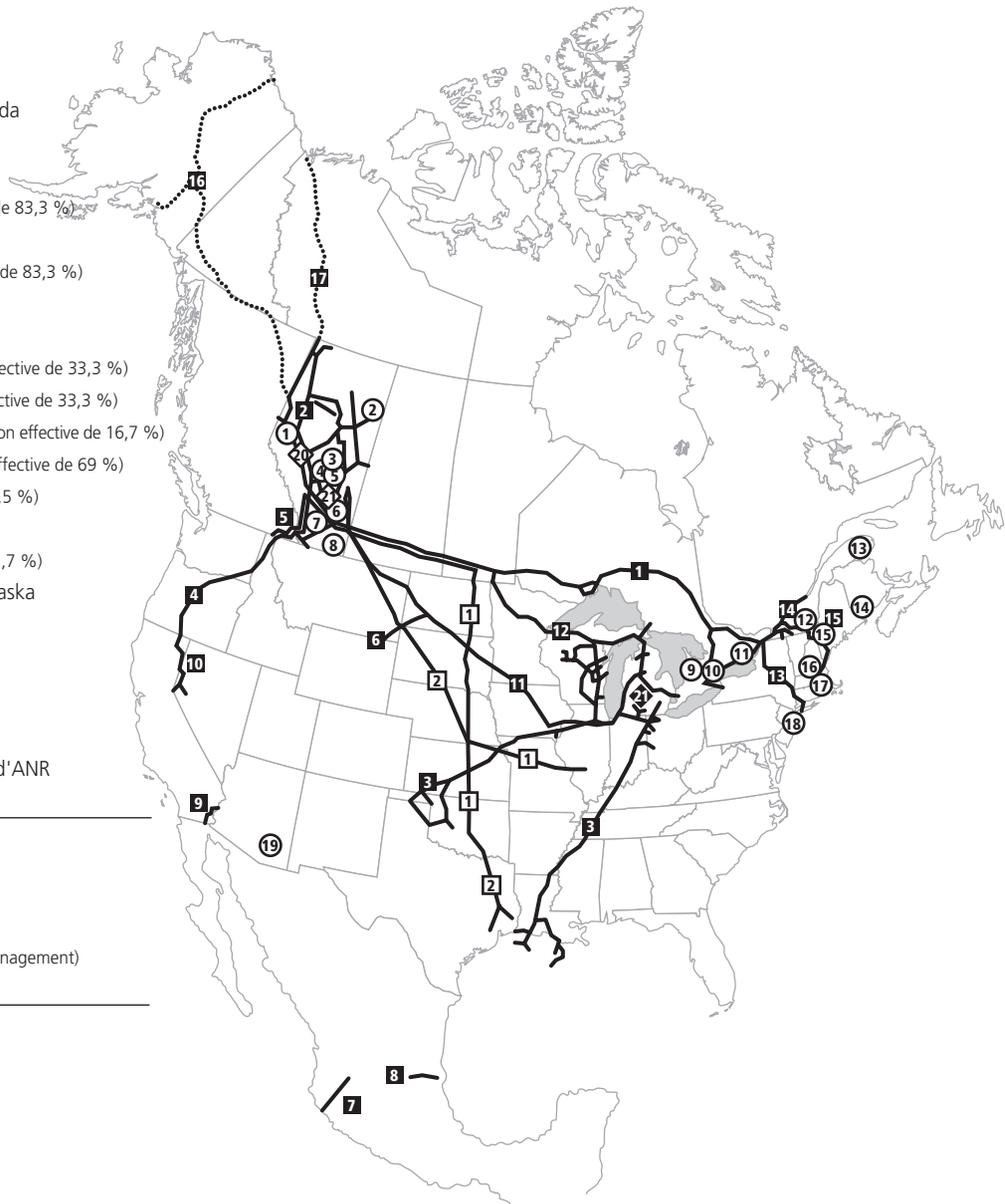
## ÉNERGIE

- 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 Ocean State Power
- 18 Ravenswood
- 19 Coolidge

### 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)*

	<b>2011</b>	2010	2009	2008	2007
<b>États des résultats</b>					
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 504</b>	1 234	1 357	1 420	1 210
<b>États des flux de trésorerie</b>					
Fonds provenant de l'exploitation	<b>3 572</b>	3 279	3 044	2 992	2 603
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	<b>282</b>	(256)	(88)	128	63
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation poursuivies	<b>3 854</b>	3 023	2 956	3 120	2 666
Dépenses en immobilisations et acquisitions	<b>3 274</b>	5 036	6 319	6 363	5 874
<b>Bilans</b>					
Total de l'actif	<b>49 723</b>	48 126	44 670	40 735	31 737
Dette à long terme	<b>17 632</b>	17 028	16 186	15 368	12 377
Billets subordonnés de rang inférieur	<b>1 009</b>	985	1 036	1 213	975
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	<b>18 073</b>	15 358	14 483	12 574	9 664

## TABLE DES MATIÈRES

<b>TCPL – APERÇU</b>	3
<b>TCPL – STRATÉGIE</b>	6
<b>REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS</b>	8
Principales données financières consolidées des trois derniers exercices	8
Points saillants	9
Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR	10
Résultats d'exploitation	12
<b>INFORMATIONS PROSPECTIVES</b>	14
<b>MESURES NON-CONFORMES AUX PCGR</b>	15
<b>PERSPECTIVES</b>	16
<b>GAZODUCS</b>	18
Carte	18
Points saillants	20
Résultats	21
Analyse financière	22
Possibilités et faits nouveaux	25
Risques d'entreprise	28
Perspectives	31
Volumes de livraison de gaz naturel	33
<b>OLÉODUCS</b>	34
Carte	34
Points saillants	35
Résultats	35
Analyse financière	35
Possibilités et faits nouveaux	36
Risques d'entreprise	38
Perspectives	39
<b>ÉNERGIE</b>	41
Carte	41
Points saillants	43
Centrales – Capacité de production nominale et type de combustible	43
Résultats	44
Analyse financière	45
Possibilités et faits nouveaux	54
Risques d'entreprise	56
Perspectives	58
<b>SIÈGE SOCIAL</b>	59
<b>AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS</b>	60
<b>SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</b>	61
Sommaire des flux de trésorerie	61
Points saillants	61
Flux de trésorerie et ressources en capital	62
<b>OBLIGATIONS CONTRACTUELLES</b>	65
<b>GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS</b>	69
Risques financiers et instruments financiers	69
Autres risques	81
<b>CONTRÔLES ET PROCÉDURES</b>	86
<b>CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES</b>	87
<b>MODIFICATIONS COMPTABLES</b>	90
<b>PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES</b>	92
<b>POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2011</b>	94
<b>RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS</b>	97
<b>RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES</b>	97
<b>GLOSSAIRE</b>	98

*Le rapport de gestion daté du 13 février 2012 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 2011, qui ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») (« PCGR du Canada »). Il porte sur la situation financière et sur les activités de TCPL au 31 décembre 2011 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 2011 de la société.*

## **TCPL – APERÇU**

Forte d'une expérience de plus de 60 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.

Aujourd'hui, TCPL :

- est l'une des plus grandes sociétés de transport de gaz naturel en Amérique du Nord : son réseau de gazoducs détenus en totalité ou en partie s'étend sur plus de 68 500 kilomètres (« km ») (42 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement gazier;
- compte parmi les plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes, avec une capacité de stockage d'environ 380 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> »);
- est la plus grande société d'électricité privée du Canada et elle détient, en totalité ou en partie, des installations d'une capacité de production de plus de 10 800 mégawatts (« MW ») d'électricité au Canada et aux États-Unis;
- joue un rôle important dans le secteur du transport de pétrole du fait de la mise en service du réseau d'oléoducs Keystone et du grand projet de prolongement jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL »).

En vue de concrétiser sa vision d'être le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, TCPL veille constamment à exécuter les grands et intéressants projets de croissance de son portefeuille. Chacun de ces nouveaux projets vise des actifs de grande envergure et de longue durée et s'appuie sur de solides principes commerciaux fondamentaux et des contrats à long terme afin d'offrir aux actionnaires un rendement intéressant et durable sur une longue période.

Grâce à ses actifs d'environ 50 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, de résultats et de dividendes appréciables et soutenables à long terme. Depuis le printemps de 2010, TCPL a mis en service des projets totalisant 10 milliards de dollars et elle prévoit achever de nouveaux projets d'une valeur de 12 milliards de dollars d'ici la fin de 2014.

### ***TCPL – Principaux faits nouveaux en 2011***

La société a commencé à jouer un rôle important dans le secteur du transport par oléoduc.

- Les tronçons de l'oléoduc Keystone reliant Hardisty, en Alberta, et Wood River et Patoka, en Illinois, (« Wood River/Patoka ») et Steele City, au Nebraska, et Cushing, en Oklahoma, (« prolongement de Cushing ») sont entrés en exploitation commerciale en février 2011. Ces tronçons ont enregistré un bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») de 0,6 milliard de dollars au cours des 11 premiers mois d'exploitation de Keystone.
- En août, le Département d'État américain a publié un énoncé des incidences environnementales final (« EIEF ») favorable à l'égard de Keystone XL.
- La société s'est assurée des appuis commerciaux relativement au prolongement et à l'agrandissement Keystone XL, en vue du transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Houston, au Texas.
- TCPL a reçu avis que le Département d'État avait rejeté la demande de permis présidentiel visant Keystone XL au motif seul qu'il n'avait pas eu suffisamment de temps pour obtenir et examiner les renseignements supplémentaires

nécessaires à l'évaluation des tracés de rechange permettant d'éviter la région de Sandhills, au Nebraska. La société présentera une demande de permis présidentiel révisée au Département d'État.

Afin de relier à son 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 continué de faire progresser ses projets d'aménagement pipelinier touchant le réseau de l'Alberta afin de transporter le nouvel approvisionnement gazier tiré des bassins schisteux de Horn River et de Montney, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, et de la zone de Deep Basin, en Alberta :
  - l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé la construction de gazoducs reliés au réseau de l'Alberta, au coût en capital estimatif de 910 millions de dollars, dont le projet de gazoduc de Horn River, de 275 millions de dollars;
  - la société a soumis à l'approbation de l'ONÉ de nouveaux projets de mise en valeur totalisant près de 810 millions de dollars, y compris de nouveaux accords en vue de prolonger le gazoduc de Horn River d'environ 100 km (62 milles), au coût en capital approximatif de 230 millions de dollars.
- TCPL a mis en service les projets suivants :
  - en janvier 2011, le gazoduc de Bison de 630 millions de dollars US, qui transporte du gaz naturel de Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'à un point d'interconnexion avec les installations de Northern Border Pipeline;
  - en juin 2011, le pipeline de Guadalajara de 360 millions de dollars US, qui transporte du gaz naturel depuis Manzanillo jusqu'à Guadalajara, au Mexique.
- En septembre 2011, la société a soumis à l'approbation de l'ONÉ un vaste projet visant à modifier la structure commerciale et les modalités de service du réseau principal au Canada, afin de résoudre les questions concernant les droits de 2012 et de 2013.
- TransCanada a réalisé la vente d'une participation de 25 % chacune dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements à la signature de l'entente, montant qui comprenait une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC.
- La société a également soumis à l'approbation de l'ONÉ un nouveau projet d'aménagement d'infrastructure pipelinère de 130 millions de dollars se raccordant au réseau principal au Canada, afin de recevoir, au point de réception situé à Niagara Falls, du gaz naturel américain provenant de la formation schisteuse de Marcellus et de l'acheminer vers les marchés de l'Est.

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

- La centrale électrique de Coolidge de 500 millions de dollars US et d'une puissance de 575 MW a été mise en service en mai 2011.
- La construction du parc éolien de Montagne-Sèche et de la première phase du parc de Gros-Morne est terminée et la mise en service a eu lieu en novembre 2011, ce qui a donné lieu à une capacité de production d'énergie renouvelable de 159 MW.
- En décembre 2011, la société a conclu un accord visant l'achat, au coût approximatif de 470 millions de dollars, de neuf centrales de production d'énergie solaire en cours de construction dont la capacité combinée atteindrait 86 MW. La mise en service devrait débuter vers la fin de 2012 et se poursuivre jusqu'au milieu de 2013.
- Le projet de 4,8 milliards de dollars visant la remise à neuf et en service de deux réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce Power, en Ontario, continue de progresser. TCPL s'attend à ce que le coût en capital net du projet s'élève à 2,4 milliards de dollars. Les activités de chargement du combustible dans les deux réacteurs sont terminées et les dernières étapes de la remise en service du réacteur 2 sont en cours. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, Bruce Power prévoit lancer l'exploitation commerciale du réacteur 2 au premier trimestre de 2012 et du réacteur 1, au troisième trimestre de 2012.

Suivent d'autres principaux faits nouveaux dans le secteur de l'énergie en 2012.

- Les deux groupes électrogènes de Sundance A n'ont pas été en exploitation en 2011 et ils ont fait l'objet d'un cas de force majeure et d'un cas de destruction économique invoqués par le propriétaire de l'installation. TCPL a constaté des produits et des coûts tout au long de 2011 puisqu'elle estime qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la convention d'achat d'électricité (« CAE »). Une audience d'arbitrage est prévue pour avril 2012 pour entendre les deux cas.
- Depuis juillet 2011, les prix au comptant à l'égard des ventes de capacité pour Ravenswood ont subi le contrecoup de la méthode d'application des règles d'établissement des prix par le New York Independent System Operator (« NYISO ») relativement à une nouvelle centrale électrique dans le marché de la zone J de la ville de New York. TCPL a présenté des plaintes officielles auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), qui sont actuellement en instance.
- TCPL a conclu une entente formelle visant le recours à un processus d'arbitrage en vue de régler le différend découlant de la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »).

### **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, société en commandite cotée en bourse qui détient une participation dans des gazoducs aux États-Unis.

#### **Gazoducs**

Le réseau pipelinier de TCPL est constitué de plus de 57 000 km (35 500 milles) de gazoducs détenus en propriété exclusive et de plus de 11 500 km (7 000 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 Gpi<sup>3</sup>/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 TransCanada aux États-Unis comptent, au Michigan, des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité totale de 250 Gpi<sup>3</sup>.

La société poursuit en outre d'autres projets gaziers afin de diversifier tant l'offre que les marchés cibles et d'accroître la valeur de ses actifs. Les principales activités comprennent l'aménagement de nouvelles installations reliant les gazoducs de TCPL à de nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et autres qui jouent un rôle critique pour répondre à la demande gazière en Amérique du Nord, particulièrement aux fins de la production d'électricité. TCPL continue par ailleurs de saisir les possibilités d'optimiser ses réseaux de gazoducs en place pour s'adapter aux changements de débit de l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord.

#### **Oléoducs**

Le réseau d'oléoducs Keystone de la société exploite actuellement les tronçons de Wood River/Patoka et le prolongement de Cushing et la capacité nominale actuelle du réseau est de 591 000 barils par jour (« b/j »). 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 de nouvelles occasions d'aménagement de nouveaux oléoducs.

La société prévoit agrandir et prolonger le réseau actuel par le biais de Keystone XL, un projet qui englobe la construction d'un nouvel oléoduc reliant Cushing, en Oklahoma, à la côte américaine du golfe du Mexique, l'ajout d'installations de stockage à Hardisty, en Alberta, et la construction d'un nouvel oléoduc entre Hardisty, en Alberta, et Steele City, au Nebraska. Le réseau d'oléoducs est désigné collectivement sous la dénomination « Keystone ». Une fois en service, Keystone XL devrait permettre de porter la capacité totale du réseau à environ 1,4 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, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire. Au Canada, les installations du secteur de l'énergie de TCPL se trouvent pour la plupart en Alberta, en Ontario et au Québec, alors qu'aux États-Unis, elles se trouvent dans le Nord-Est, plus particulièrement dans les États de la Nouvelle-Angleterre, ainsi qu'à New York et en Arizona. 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 également 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 Gpi<sup>3</sup> 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 Gpi<sup>3</sup>.

## 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.

- Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie
- Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement
- Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité
- 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, des actifs et positions commerciales, TCPL a recours à un modèle commercial à faibles risques. Le secteur des pipelines de TCPL compte d'importants gazoducs et oléoducs qui relient les bassins d'approvisionnement durables aux marchés stables et en plein essor et qui produisent des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables. 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 au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne, à l'énergie hydraulique et à l'énergie solaire témoignent de l'engagement de la société à l'égard de l'énergie propre et durable. La société s'attend à ce que les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme demeurent la pierre d'angle de son modèle commercial.

### *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 qui ont une incidence sur la qualité des projets, particulièrement du programme d'investissement de 12 milliards de dollars. L'apport de ces 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. Elle exige un soutien financier, juridique et réglementaire spécialisé, de même qu'une mise en œuvre opérationnelle impeccable. Le modèle utilisé par TCPL pour gérer les risques liés à la construction et maximiser la productivité des investissements fait en sorte qu'une attention vigilante soit donnée à la

qualité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un rendement des actionnaires de qualité. 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.

#### ***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 américaine 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 au Montana et dans le Dakota du Nord, vers des marchés nord-américains de premier ordre. La société continuera d'évaluer des occasions d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec son réseau pipelinier, en vue d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés. Dans le secteur de l'énergie, la société continuera de 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 à faible coût auxquels sont associés des contrats garantis à long terme signés par des parties solvables qui sont dignes de confiance. Certains projets seront entièrement élaborés et construits lorsque les conditions du marché seront appropriées et les risques inhérents seront gérables.

#### ***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. À la source de son avantage concurrentiel se trouvent de grandes capacités à élaborer, mettre en œuvre et constamment perfectionner ses stratégies. 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 rapport qualité-prix exceptionnel. 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 grande 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. TCPL tient à sa réputation de société à la performance financière soutenue et à la stabilité financière à long terme. La société communique clairement sa performance financière à ses actionnaires et autres investisseurs et les informe tant des appréciations de valeur que des risques commerciaux. La société prend les mesures nécessaires pour conserver la confiance et le soutien de ses investisseurs à long terme et pour attirer de nouveaux investisseurs pour qui une démarche disciplinée dans le secteur des infrastructures énergétiques revêt une valeur à long terme. La société continue de définir et de concrétiser sa capacité concurrentielle sous tous ses angles.

## REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

<b>PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES</b>			
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
<b>État des résultats</b>			
Produits	<b>9 139</b>	8 064	8 181
BAlIA comparable <sup>(1)</sup>	<b>4 806</b>	3 941	4 107
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>1 504</b>	1 234	1 357
Résultat comparable <sup>(1)</sup>	<b>1 542</b>	1 368	1 308
<b>Données par action</b>			
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	<b>2,22 \$</b>	1,87 \$	2,20 \$
Dividendes déclarés			
Actions privilégiées de série U	<b>2,80 \$</b>	2,80 \$	2,80 \$
Actions privilégiées de série Y	<b>2,80 \$</b>	2,80 \$	2,80 \$
<b>Flux de trésorerie</b>			
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>3 572</b>	3 279	3 044
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	<b>282</b>	(256)	(88)
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>3 854</b>	3 023	2 956
Dépenses en immobilisations	<b>3 274</b>	5 036	5 417
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	–	–	902
<b>Bilans</b>			
Total de l'actif	<b>49 723</b>	48 126	44 670
Total du passif à long terme	<b>24 326</b>	25 923	24 065

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

## POINTS SAILLANTS

---

### Résultat

- Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1,5 milliard de dollars en 2011, comparativement à 1,2 milliard de dollars en 2010.
- Le résultat comparable de TCPL s'est établi à 1,5 milliard de dollars en 2011, comparativement au chiffre de 1,4 milliard de dollars constaté en 2010.

### Flux de trésorerie

- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 3,6 milliards de dollars en 2011, pour une hausse de 0,3 milliard de dollars, ou 9 %, comparativement au montant de 3,3 milliards de dollars inscrit en 2010.
- En 2011, TCPL a investi 3,3 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 0,9 milliard de dollars à l'égard de projets du secteur des gazoducs, dont l'expansion du réseau de l'Alberta et l'achèvement des gazoducs de Bison et de Guadalajara;
  - des dépenses en immobilisations de 1,2 milliard 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, l'achèvement de la centrale de Coolidge et la construction du projet de Cartier énergie éolienne, lequel comprend l'achèvement du parc éolien de Montagne-Sèche et de la première phase du parc de Gros-Morne.
- En 2011, TCPL a émis des titres d'emprunt à long terme d'un montant d'environ 1,6 milliard de dollars et pour 2,4 milliards de dollars d'actions ordinaires. Ces émissions se composent principalement des opérations suivantes :
  - en décembre 2011, la société a émis 56,3 millions d'actions ordinaires ayant donné lieu à un produit de 2,4 milliards de dollars;
  - en décembre 2011, TC PipeLines, LP a prélevé 300 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable de premier rang;
  - en novembre 2011, la société a émis des billets à moyen terme d'une valeur de 750 millions de dollars;
  - en juin 2011, TC PipeLines, LP a émis des billets de premier rang d'une valeur de 350 millions de dollars US.

### Bilan

- Le total de l'actif s'est accru de 1,6 milliard de dollars par rapport à 2010 pour atteindre 49,7 milliards de dollars en 2011, principalement en raison des investissements dans les projets d'immobilisations décrits précédemment.
- Les capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle se sont accrus de 2,8 milliards de dollars pour atteindre 18,5 milliards de dollars en 2011 comparativement à l'exercice précédent.

### Dividendes

- Le 13 février 2012, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2012, un dividende d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada Corporation (« TransCanada ») sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 mars 2012. Le conseil d'administration 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 des mesures non conformes aux PCGR**

<b>Exercice clos le 31 décembre 2011</b>					
<i>(en millions de dollars)</i>					
	<b>Gazoducs</b>	<b>Oléoducs</b>	<b>Énergie</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 967</b>	<b>587</b>	<b>1 338</b>	<b>(86)</b>	<b>4 806</b>
Amortissement	<b>(986)</b>	<b>(130)</b>	<b>(398)</b>	<b>(14)</b>	<b>(1 528)</b>
<b>BAII comparable</b>	<b>1 981</b>	<b>457</b>	<b>940</b>	<b>(100)</b>	<b>3 278</b>
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>					
Intérêts débiteurs comparables					<b>(1 046)</b>
Intérêts débiteurs des coentreprises					<b>(55)</b>
Intérêts créditeurs et autres comparables					<b>60</b>
Impôts sur le bénéfice comparables					<b>(566)</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					<b>(107)</b>
Dividendes sur les actions privilégiées					<b>(22)</b>
<b>Résultat comparable</b>					<b>1 542</b>
Poste particulier (déduction faite des impôts) :					
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					<b>(38)</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>					<b>1 504</b>
<i>Exercice clos le 31 décembre 2011</i>					
<i>(en millions de dollars)</i>					
					<b>2011</b>
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>					<b>(1 046)</b>
Poste particulier :					
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					<b>2</b>
<b>Intérêts débiteurs</b>					<b>(1 044)</b>
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>					<b>60</b>
Poste particulier :					
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					<b>(5)</b>
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>					<b>55</b>
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>					<b>(566)</b>
Poste particulier :					
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					<b>22</b>
<b>Charge d'impôts</b>					<b>(544)</b>

<b>Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR</b>					
<b>Exercice clos le 31 décembre 2010</b>					
<i>(en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	2 915	–	1 125	(99)	3 941
Amortissement	(977)	–	(377)	–	(1 354)
<b>BAII comparable</b>	1 938	–	748	(99)	2 587
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>					
Intérêts débiteurs comparables					(754)
Intérêts débiteurs des coentreprises					(59)
Intérêts créditeurs et autres comparables					94
Impôts sur le bénéfice comparables					(385)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(93)
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
<b>Résultat comparable</b>					1 368
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :					
Provision pour évaluation du PGM					(127)
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					(7)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>					1 234
<i>Exercice clos le 31 décembre 2010</i>					
<i>(en millions de dollars)</i>					2010
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>					(385)
Postes particuliers :					
Provision pour évaluation du PGM					19
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					1
<b>Charge d'impôts</b>					(365)

**Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR**

<b>Exercice clos le 31 décembre 2009</b>					
<i>(en millions de dollars)</i>	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA comparable</b>	3 093	–	1 131	(117)	4 107
Amortissement	(1 030)	–	(347)	–	(1 377)
<b>BAII comparable</b>	2 063	–	784	(117)	2 730
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>					
Intérêts débiteurs comparables					(986)
Intérêts débiteurs des coentreprises					(64)
Intérêts créditeurs et autres comparables					119
Impôts sur le bénéfice comparables					(395)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(74)
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
<b>Résultat comparable</b>					1 308
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :					
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans TC PipeLines, LP					18
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>					1
Ajustements d'impôts					30
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>					1 357
<i>Exercice clos le 31 décembre 2009</i>					
<i>(en millions de dollars)</i>					2009
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>					(395)
Postes particuliers :					
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans TC PipeLines, LP					(11)
Ajustements d'impôts					30
<b>Charge d'impôts</b>					(376)

<sup>(1)</sup> Pour les exercices clos *(en millions de dollars)*

	2011	2010	2009
<b>Gains (pertes) lié(s) aux activités de gestion des risques :</b>			
Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(48)	2	–
Instruments dérivés des installations énergétiques au Canada	(3)	–	–
Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes	(6)	(10)	1
Instruments dérivés visant les taux d'intérêt	2	–	–
Instruments dérivés visant le change	(5)	–	–
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	22	1	–
<b>Activités de gestion des risques</b>	(38)	(7)	1

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 504 millions de dollars en 2011, comparativement à 1 234 millions de dollars en 2010 et à 1 357 millions de dollars en 2009.

Le résultat comparable pour 2011, 2010 et 2009 a été respectivement de 1 542 millions de dollars, de 1 368 millions de dollars et de 1 308 millions de dollars. Le résultat comparable de 2011 ne tient pas compte de pertes nettes non réalisées de 38 millions de dollars après les impôts (60 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

En 2010, le résultat comparable excluait une 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 au Aboriginal Pipeline Group

(« APG ») dans le cadre du projet gazier Mackenzie (« PGM »), de même que des pertes nettes non réalisées de 7 millions de dollars après les impôts (8 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

En 2009, le résultat comparable excluait des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars provenant d'une réduction des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario, d'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 TC PipeLines, LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de parts ordinaires de TC PipeLines, LP au quatrième trimestre de 2009 et d'un gain net non réalisé de 1 million de dollars après les impôts (1 million de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est accru de 174 millions de dollars en 2011, comparativement à 2010. Il tenait compte de ce qui suit :

- l'accroissement du bénéfice avant les intérêts et les impôts (le « BAII ») comparable du secteur des gazoducs, qui s'explique avant tout par la mise en service de Bison, en janvier 2011, et de Guadalajara, en juin 2011, le recul des frais généraux et des frais d'administration et de soutien, ainsi que la réduction des frais d'expansion des affaires, contré en partie par la diminution des produits tirés de certains gazoducs aux États-Unis et l'incidence négative du fléchissement du dollar US;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs, puisque la société a commencé à constater les résultats de Keystone en février 2011;
- l'accroissement du BAII comparable du secteur de l'énergie, surtout en raison de la majoration des prix réalisés pour l'électricité des installations énergétiques de l'Ouest et les résultats supplémentaires de Halton Hills et de Coolidge, annulé en partie par la baisse des contributions de Bruce B, des installations de stockage de gaz naturel et des installations énergétiques aux États-Unis;
- la progression des intérêts débiteurs comparables, attribuable avant tout à la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone et d'autres nouveaux actifs et à la hausse des intérêts débiteurs en raison des émissions de titres d'emprunt libellés en dollars US en juin et en septembre 2010, en partie annulée par des gains sur les instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de la société à l'égard des fluctuations de taux d'intérêt en 2011, alors que des pertes avaient été constatées à ce titre en 2010, et par l'incidence positive du fléchissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- le recul des intérêts créditeurs et autres comparables, en raison des gains réalisés inférieurs en 2011, comparativement à 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts en 2011 et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice favorables supérieurs en 2010 comparativement à 2011;
- la croissance des participations sans contrôle à la suite de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 25 % chacune dans GTN LLC et dans Bison LLC en mai 2011 et de la réduction de la participation de la société dans TC PipeLines, LP.

En 2010, le résultat comparable s'est accru de 60 millions de dollars par rapport à 2009. La croissance du résultat comparable s'explique principalement par un accroissement des intérêts capitalisés relativement à Keystone et à d'autres projets d'investissement et elle est atténuée en partie par le recul du BAII des secteurs des gazoducs et de l'énergie, dont il sera question plus loin.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur les activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. L'exposition nette avant les impôts qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change entre le dollar CA et la devise américaine. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain s'est chiffré à 0,99 (1,03 en 2010; 1,14 en 2009).

**Sommaire des principaux montants libellés en dollars US**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	<b>786</b>	710	682
BAll comparable des oléoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	<b>301</b>	–	–
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis <sup>(1)</sup>	<b>164</b>	187	78
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	<b>(734)</b>	(680)	(645)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	<b>116</b>	290	123
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	<b>(192)</b>	(164)	(132)
	<b>441</b>	343	106

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

**INFORMATIONS PROSPECTIVES**

Le présent rapport de gestion contient 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 futurs et des perspectives financières de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre des énoncés portant notamment sur :

- les perspectives commerciales,
- la performance financière prévue de TCPL et de ses filiales,
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion,
- les flux de trésorerie attendus,
- les coûts prévus,
- les coûts prévus relativement aux projets en cours de construction,
- les calendriers projetés à l'égard des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux),
- les processus de réglementation à suivre et les résultats escomptés,
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage,
- les prévisions de dépenses en immobilisations,
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation,
- l'incidence prévue d'engagements futurs et de passifs éventuels.

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; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à des hypothèses, des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL puissent varier considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées ou implicites.

Pour formuler ses énoncés prospectifs, TCPL a eu recours à des hypothèses clés, notamment :

- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les prix de la capacité,
- le moment choisi pour les émissions de titres d'emprunt et les opérations de couverture,
- les décisions de réglementation et leur dénouement,
- les décisions d'arbitrage et leur dénouement,
- les taux de change,
- les taux d'intérêt,

- les taux d'imposition,
- les arrêts pour entretien préventif et correctif et le taux d'utilisation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société,
- la fiabilité et l'intégrité des actifs,
- l'accès aux marchés financiers,
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement,
- les acquisitions et désinvestissements.

Les risques et incertitudes 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 le prix des produits énergétiques de base,
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie,
- les décisions de réglementation et leur dénouement,
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage,
- le rendement des contreparties,
- 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 conditions météorologiques,
- les avancées technologiques,
- la conjoncture en Amérique du Nord.

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 », « BAIIA », « BAIIA comparable », « BAII », « BAII comparable », « intérêts débiteurs comparables », « intérêts créditeurs et autres comparables », « impôts sur le bénéfice comparables » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des 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, du bénéfice net attribuable aux 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, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAII comparable, les intérêts débiteurs comparables, les intérêts créditeurs et autres comparables et les impôts sur le bénéfice comparables comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA, le BAII, les intérêts débiteurs, les intérêts créditeurs et autres et les impôts sur le bénéfice et sont ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de jugement pour choisir les postes à exclure du calcul de ces mesures non conformes aux PCGR, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques, des remboursements et ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites et des réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

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

Le tableau « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement des mesures non conformes aux PCGR et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

La direction se sert des fonds provenant de l'exploitation, qui représentent les rentrées nettes 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 pipelinières 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 2012 et au-delà, de continuer à jouir des ressources financières nécessaires pour mener à bien les projets de son programme d'investissement actuel de 12 milliards de dollars, ce qui comprend Keystone XL et la remise en service des réacteurs de Bruce Power, 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.

TCPL s'attend à ce que son résultat de 2012 subisse l'influence favorable des actifs mis en service en 2011, dont le gazoduc de Guadalajara, la centrale de Coolidge et deux parcs éoliens du projet de Cartier énergie éolienne, des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement Cushing de Keystone qui ont commencé à inscrire un résultat en 2011 et des actifs qui devraient être mis en service en 2012, tels que les réacteurs 1 et 2 de Bruce Power. TCPL s'attend également à ce qu'au fil de la mise en service de ces actifs, les réductions correspondantes des intérêts capitalisés neutralisent quelque peu son résultat consolidé.

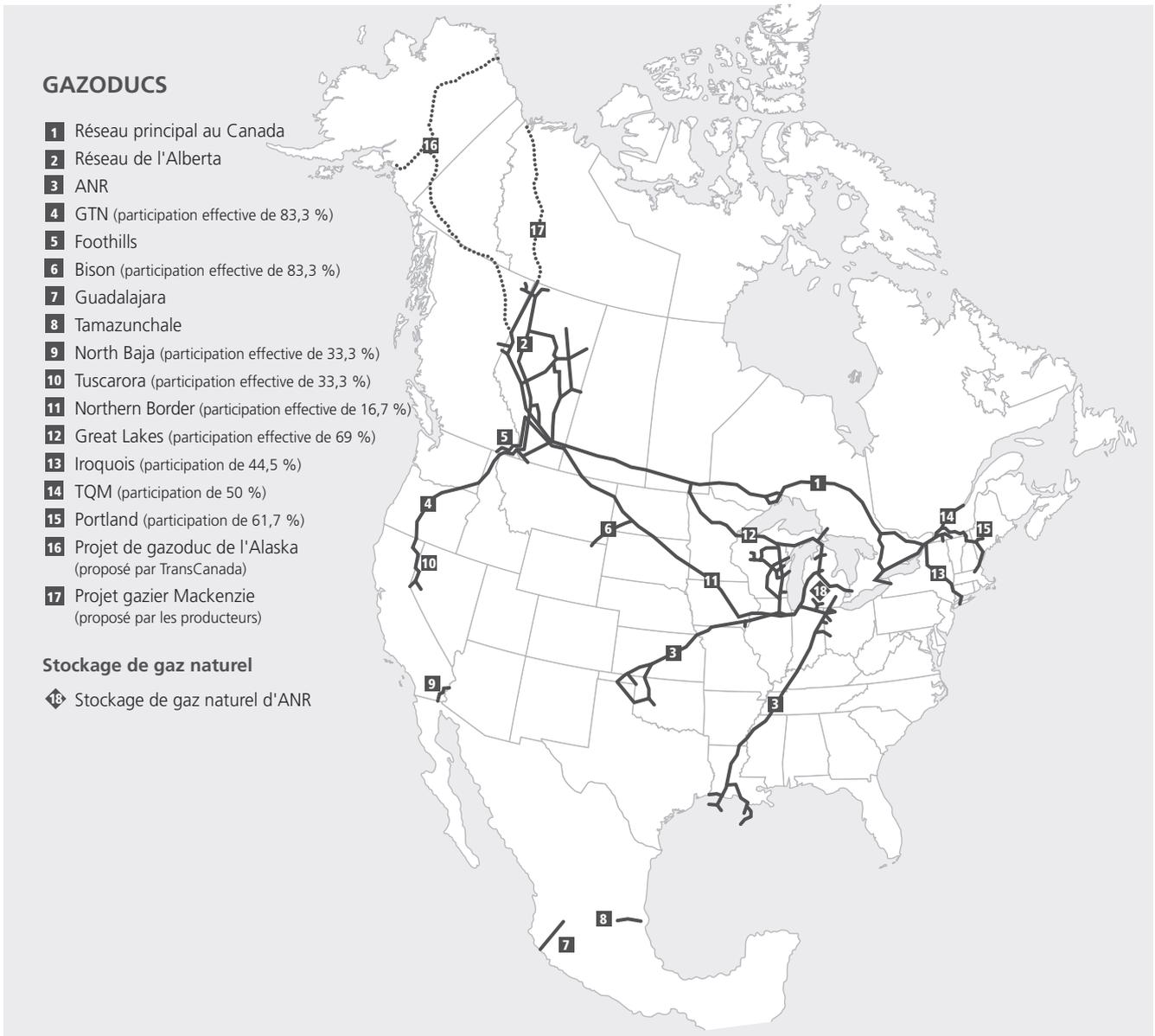
Les décisions rendues par les organismes de réglementation compétents, et leur calendrier d'application, notamment en ce qui concerne la demande visant les droits de 2012 sur le réseau principal au Canada et la proposition de restructuration (la « proposition de restructuration »), la conclusion ainsi que l'arrivée à échéance de contrats à long terme, les autres variations des volumes livrés et les règlements relatifs aux pipelines aux États-Unis sont autant de facteurs susceptibles d'avoir des répercussions sur le BAII du secteur des gazoducs en 2012. Dans l'éventualité où l'ONÉ ne rendrait pas en 2012 sa décision au sujet des droits du réseau principal au Canada pour 2012, le BAII du réseau principal au Canada tiendrait compte du dernier taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») approuvé, soit 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, et il exclurait les revenus incitatifs qui ont contribué au résultat du réseau principal au Canada ces dernières années.

Le BAII du secteur des oléoducs devrait s'accroître à l'exercice 2012 par rapport au précédent, du fait surtout de la constatation sur un exercice complet plutôt que sur 11 mois du résultat des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone en 2011.

Le BAII du secteur de l'énergie devrait subir en 2012 l'influence positive des actifs mis en service en 2011 et de ceux devant l'être en 2012. L'incertitude et la résolution finale des questions entourant le prix des ventes de capacité dans l'État de New York et le règlement du différend au sujet de CAE de Sundance A pourraient également avoir un effet sur le BAII du secteur de l'énergie en 2012. 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 des fluctuations de prix des produits de base.

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, la fluctuation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TCPL. Puisque 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 des fluctuations correspondantes de la 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 2012, 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.



**GAZODUCS**

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

**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 24 373 km (15 145 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 16 656 km (10 350 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 Gpi<sup>3</sup>.

**GTN** Détenu par TCPL à 75 % et par TC PipeLines, LP à 25 %, 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. Compte tenu de sa participation directe et de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP, TCPL détient une participation effective de 83,3 % dans GTN, qu'elle exploite.

**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.

**BISON** Détenu par TCPL à 75 % et par TC PipeLines, LP à 25 %, le gazoduc de 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. Compte tenu de sa participation directe et de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP, TCPL détient une participation effective de 83,3 % dans Bison, qu'elle exploite.

**GUADALAJARA** Le gazoduc de Guadalajara suit un tracé d'environ 310 km (193 milles) au Mexique, de Manzanillo à Guadalajara.

**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 Potosi.

**NORTH BAJA** Détenu par TC PipeLines, LP à 100 %, le réseau de gazoducs de 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 33,3 % dans TC PipeLines, LP, TCPL détient une participation effective de 33,3 % dans North Baja, qu'elle exploite.

**TUSCARORA** Détenu à 100 % par TC 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 33,3 % dans TC PipeLines, LP, TCPL détient une participation effective de 33,3 % dans Tuscarora, qu'elle exploite.

**NORTHERN BORDER** Détenu à 50 % par TC PipeLines, LP, le réseau de transport de gaz naturel de Northern Border d'une longueur de 2 265 km (1 407 milles) dessert le Midwest américain. Par le truchement de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP, TCPL détient une participation effective de 16,7 % dans Northern Border, qu'elle exploite.

**GREAT LAKES** Détenu à 53,6 % par TCPL et à 46,4 % par TC PipeLines, LP, le réseau de gazoducs de Great Lakes, d'une longueur de 3 404 km (2 115 milles), dessert des marchés de l'Est du Canada et des régions du Nord-Est et du Midwest américain. Compte tenu de sa participation directe et de sa participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP, TCPL détient une participation effective de 69,0 % dans Great Lakes, qu'elle exploite.

**IROQUOIS** Détenu à 44,5 % par TCPL, le réseau de gazoducs d'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 Pacífico 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 Pacífico.

**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 par ailleurs amorcé des discussions préliminaires avec les producteurs du versant nord de l'Alaska au sujet d'un tracé de rechange, l'option du GNL, qui exigerait l'aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL, lesquelles seraient construites par des tiers dans le centre sud de l'Alaska. TCPL et ExxonMobil ont conclu une entente de collaboration visant l'avancement des projets.

**PROJET GAZIER MACKENZIE** Le PGM 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.

## GAZODUCS – POINTS SAILLANTS

- Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est établi à 2,0 milliards de dollars en 2011, soit à 0,1 milliard de dollars de plus que les 1,9 milliard de dollars inscrits en 2010.
- En 2011, TCPL a investi 0,9 milliard de dollars dans des projets d'investissement du secteur des gazoducs visant principalement l'expansion du réseau de l'Alberta et la construction du gazoduc de Guadalajara.
- La mise en service du gazoduc de Bison a eu lieu en janvier 2011.
- En juin 2011, le pipeline de Guadalajara de 360 millions de dollars US, qui transporte du gaz naturel sur 307 km (191 milles), depuis Manzanillo jusqu'à Guadalajara, au Mexique, est entré en service. Sa capacité de transport s'élève à 500 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») de gaz naturel jusqu'à une centrale électrique et à 320 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel jusqu'au réseau pipelinier national qui appartient à Pemex, près de Guadalajara.
- L'expansion du réseau de l'Alberta se poursuit grâce à de nouveaux raccordements à l'approvisionnement gazier des formations schisteuses de Horn River et de Montney, en Colombie-Britannique, et de la zone de réservoirs étanches de Deep Basin, en Alberta. En 2011, l'ONÉ a approuvé des projets de construction de gazoducs devant être reliés au réseau de l'Alberta, au coût en capital estimatif de 910 millions de dollars, notamment la construction du gazoduc de Horn River, dont le coût en capital est évalué à 275 millions de dollars et la mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2012. D'autres projets pipeliniers d'un coût en capital total d'environ 810 millions de dollars ont été soumis à l'approbation de l'ONÉ. La société a conclu de nouveaux accords en vue de prolonger le gazoduc de Horn River d'environ 100 km (62 milles) : un projet dont le coût en capital est évalué à 230 millions de dollars. Sous réserve de l'obtention de l'approbation réglementaire, la mise en service du prolongement devrait avoir lieu en 2014.
- En septembre 2011, TCPL a soumis à l'approbation de l'ONÉ la proposition de restructuration, un vaste projet visant à modifier la structure commerciale et les modalités de service du réseau principal au Canada, notamment un rendement équitable du coût moyen pondéré du capital après impôts de 7,0 %, des taux d'amortissement révisés et d'autres paramètres, afin de résoudre les questions relatives aux droits pour 2012 et 2013. La demande comporte en outre des éléments qui touchent le réseau de l'Alberta et Foothills. La décision de l'ONÉ à ce sujet devrait être rendue à la fin de 2012 ou au début de 2013.
- En novembre 2011, la société a de nouveau soumis à l'approbation de l'ONÉ, avec davantage de renseignements, un projet de construction, au coût de 130 millions de dollars, d'une nouvelle infrastructure pipelinère se raccordant au réseau principal au Canada, afin de recevoir, au point de réception situé à Niagara Falls, du gaz naturel américain provenant de la formation schisteuse de Marcellus et de l'acheminer vers les marchés de l'Est.
- En mai 2011, TCPL a réalisé la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 25 % chacune dans GTN LLC et dans Bison LLC à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US, sous réserve d'ajustements à la signature de l'entente, montant qui comprenait une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC.

<b>RÉSULTATS DU SECTEUR DES GAZODUCS</b>			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
<b>Gazoducs au Canada</b>			
Réseau principal au Canada	1 058	1 054	1 133
Réseau de l'Alberta	742	742	728
Foothills	127	135	132
Autres (TQM, Ventures LP)	50	50	59
<b>BAlIA comparable des gazoducs au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>1 977</b>	1 981	2 052
Amortissement	(722)	(715)	(714)
<b>BAlI comparable des gazoducs au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>1 255</b>	1 266	1 338
<b>Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)</b>			
ANR	312	314	300
GTN <sup>(2)</sup>	131	171	170
Great Lakes <sup>(3)</sup>	101	109	120
TC PipeLines, LP <sup>(2)(4)(5)</sup>	101	99	90
Iroquois	67	67	68
Bison <sup>(5)</sup>	49	–	–
Portland <sup>(6)</sup>	22	22	22
International (Tamazunchale, Guadalajara, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY) <sup>(7)</sup>	77	42	52
Frais généraux et frais d'administration et de soutien <sup>(8)</sup>	(9)	(31)	(17)
Participations sans contrôle <sup>(9)</sup>	202	173	153
<b>BAlIA comparable des gazoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>	<b>1 053</b>	966	958
Amortissement	(267)	(256)	(276)
<b>BAlI comparable des gazoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>	<b>786</b>	710	682
Change	(8)	24	105
<b>BAlI comparable des gazoducs aux États-Unis<sup>(1)</sup></b> (en dollars CA)	<b>778</b>	734	787
<b>BAlIA et BAlI comparable découlant de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>(52)</b>	(62)	(62)
<b>BAlI comparable du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>1 981</b>	1 938	2 063
<b>Sommaire :</b>			
<b>BAlIA comparable du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>2 967</b>	2 915	3 093
Amortissement	(986)	(977)	(1 030)
<b>BAlI comparable du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>1 981</b>	1 938	2 063
Postes particuliers :			
Provision pour évaluation au titre du PGM <sup>(10)</sup>	–	(146)	–
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans TC PipeLines, LP <sup>(11)</sup>	–	–	29
<b>BAlI du secteur des gazoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>1 981</b>	1 792	2 092

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

<sup>(2)</sup> Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TCPL dans GTN en date de mai 2011, à la suite de la vente d'une participation de 25 % à TC PipeLines, LP, et de 100 % avant cette date. Les résultats de GTN tiennent également compte de North Baja jusqu'en juillet 2009, mois de la vente de celle-ci à TC PipeLines, LP.

- <sup>(3)</sup> Représente la participation directe de 53,6 % de TCPL.
- <sup>(4)</sup> En mai 2011, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a diminué pour passer de 38,2 % à 33,3 %. Les résultats comprennent la participation indirecte réelle de TCPL de 8,3 % chacune dans GTN et Bison à compter de mai 2011. Les résultats de TC PipeLines, LP tiennent compte de la participation réelle de TCPL de 38,2 % dans TC PipeLines, LP depuis le 18 novembre 2009. Du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 17 novembre 2009, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP était de 42,6 %. Du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2009, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP était de 32,1 %.
- <sup>(5)</sup> Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TCPL dans Bison à partir de mai 2011, c'est-à-dire à la suite de la vente d'une participation de 25 % à TC PipeLines, LP, et de 100 % à partir de la mise en service de Bison, en janvier 2011.
- <sup>(6)</sup> Les résultats de Portland tiennent compte de la participation de 61,7 % de TCPL.
- <sup>(7)</sup> Comprend Guadalajara depuis juin 2011.
- <sup>(8)</sup> 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 la mise en service de Keystone en 2010.
- <sup>(9)</sup> Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable découlant de la participation de 66,7 % de TC PipeLines, LP et de 38,3 % de Portland dans des tronçons n'appartenant pas à TCPL.
- <sup>(10)</sup> En 2010, la société a constaté une provision pour évaluation de 146 millions de dollars à l'égard des avances consenties à l'APG dans le cadre du PGM.
- <sup>(11)</sup> En raison de l'émission de parts ordinaires de TC PipeLines, LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne en juillet 2009, la participation de la société a été ramenée de 42,6 % à 38,2 % dans TC PipeLines, LP et la société a réalisé un gain de dilution de 29 millions de dollars.

Le secteur des gazoducs a généré un BAII comparable de 1 981 millions de dollars en 2011 contre un BAII comparable de 1 938 millions de dollars en 2010. 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 PGM. En 2009, le BAII comparable était de 2 063 millions de dollars et excluait le gain de dilution de 29 millions de dollars attribuable à la participation réduite de la société dans TC PipeLines, LP découlant de l'émission, en novembre 2009, de parts ordinaires de TC PipeLines, LP.

<b>Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada</b>			
Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Réseau principal au Canada	<b>246</b>	267	273
Réseau de l'Alberta	<b>200</b>	198	168
Foothills	<b>22</b>	27	23

## GAZODUCS – ANALYSE FINANCIÈRE

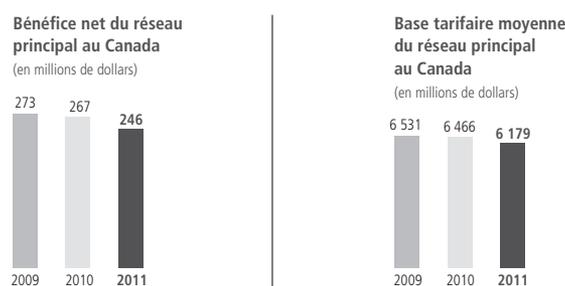
**Réseau principal au Canada** Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). L'ONÉ établit les droits qui permettent à TCPL de récupérer ses coûts de transport de gaz naturel, notamment en dictant le taux de rendement 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 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 qui sont récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

De 2007 à 2011, le réseau principal au Canada a été exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal. Le coût du capital de TransCanada tenait 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 établissait certains éléments des coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chacune des cinq années visées. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits ont été comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice. Le règlement prévoyait en outre des accords incitatifs axés sur le rendement, qui, selon la société, procureraient des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

À 246 millions de dollars en 2011, le bénéfice net du réseau principal au Canada accuse une baisse de 21 millions de dollars par rapport à 2010. Cette baisse provient d'une réduction du RCA, qui est passé de 8,52 % en 2010 à 8,08 % en 2011, et d'une diminution de la base tarifaire moyenne, en partie annulée par des revenus incitatifs supérieurs. En 2010, le bénéfice net s'était chiffré à 6 millions de dollars de moins que le bénéfice net de 2009, en raison 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 % en 2009.

Le BAIIA comparable a atteint 1 058 millions de dollars en 2011, comparativement à 1 054 millions de dollars en 2010 et à 1 133 millions de dollars en 2009. Les variations du BAIIA témoignent des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations au titre 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.

Des dépenses en immobilisations de 65 millions de dollars ont été comptabilisées à l'égard du réseau principal au Canada en 2011, comparativement à 50 millions de dollars en 2010 et à 61 millions de dollars en 2009.



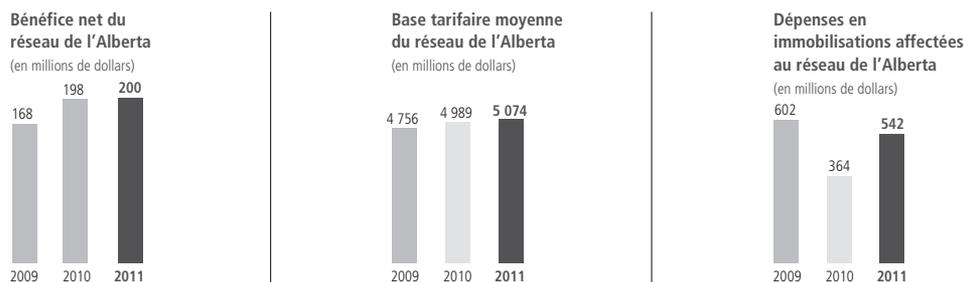
**Réseau de l'Alberta** Le réseau de l'Alberta est lui aussi réglementé par l'ONÉ, qui est chargé d'approuver les droits et les besoins en produits. Le BAIIA et le bénéfice net du réseau de l'Alberta varient en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, du RCA, du ratio du capital-actions ordinaire réputé, des revenus incitatifs éventuels ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont 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. Ce règlement 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. Tous les autres éléments de coûts dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. 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 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 200 millions de dollars en 2011, soit à 2 millions de dollars de plus qu'en 2010. La hausse provient essentiellement du résultat supérieur attribuable à l'accroissement de la base tarifaire moyenne. En 2010, le bénéfice net avait progressé de 30 millions de dollars par rapport au bénéfice net inscrit en 2009. La progression s'explique par le RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2010, comparativement au résultat comptabilisé en vertu du règlement en vigueur en 2009, et par la base tarifaire moyenne supérieure, en partie annulée par le recul des revenus incitatifs. L'accroissement de la base tarifaire moyenne de 2009 à 2011 tient compte des dépenses en immobilisations effectuées dans le but d'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 2011, ce qui est semblable au BAIIA comparable enregistré en 2010, qui affichait 14 millions de dollars de plus qu'en 2009. Les variations du BAIIA du réseau de l'Alberta témoignent des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations au titre 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.



**Foothills** À 22 millions de dollars en 2011, le bénéfice net de Foothills a reculé de 5 millions de dollars par rapport à 2010. Le recul est principalement attribuable au résultat inférieur découlant d'une baisse de la base tarifaire moyenne et des économies réalisées au titre des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. En 2010, le bénéfice net s'était accru de 4 millions de dollars comparativement à 2009, ce qui était principalement attribuable au règlement de 2010 visant Foothills, qui établissait un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour 2010 à 2012. En 2009, les résultats étaient fonction de la formule de l'ONÉ fondée sur un rendement de 8,57 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 36 %.

Le BAIIA comparable de Foothills a atteint 127 millions de dollars en 2011, pour une baisse de 8 millions de dollars par rapport à 2010, année où il s'est élevé à 3 millions de dollars de plus qu'en 2009. Les variations du BAIIA de Foothills témoignent des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations au titre 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.

**Autres gazoducs au Canada** Le BAIIA comparable des autres gazoducs au Canada s'est chiffré à 50 millions de dollars en 2011, chiffre similaire au BAIIA comparable constaté en 2010 et inférieur de 9 millions de dollars à celui de 2009. La diminution découle en grande partie d'un ajustement fait en 2009 à la suite de la décision rendue par l'ONÉ au sujet de la demande de TQM concernant le coût du capital pour 2007 et 2008.

**ANR** Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR sont offerts selon des tarifs réglementés 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. ANR Pipeline Company n'est pas tenue de réviser ses tarifs en vigueur à une date quelconque, mais rien ne l'empêche de déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs, s'il y a lieu. ANR Storage Company est une société réglementée par la FERC qui possède et exploite des installations de stockage au Michigan. Ses tarifs, qui ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont en vigueur depuis 1990. Les tarifs d'ANR Storage Company font présentement l'objet d'une révision entreprise par la FERC à la fin de 2011.

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 produits de base 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 312 millions de dollars US en 2011, une baisse de 2 millions de dollars US comparativement à 2010 qui s'explique surtout par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, annulée en partie par la hausse des produits tirés du transport, un règlement conclu avec une contrepartie et les ventes de produits de base connexes. En 2010, le BAIIA comparable avait atteint 314 millions de

dollars US, une hausse de 14 millions de dollars US comparativement à 2009. Cette hausse tenait principalement à une baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, partiellement contrebalancée par un recul des contrats de transport garanti sur une longue distance et des produits dégagés du stockage de gaz naturel.

**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. GTN a le droit d'accorder des remises ou de négocier les tarifs de façon non discriminatoire. En 2011, GTN a négocié avec ses clients un règlement visant de nouveaux tarifs au lieu de déposer un dossier tarifaire aux fins d'approbation. En novembre 2011, la FERC a approuvé le règlement négocié visant les nouveaux tarifs en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Le règlement prévoit un moratoire de quatre ans qui interdit à GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment de présenter des demandes dans le but d'ajuster les tarifs avant le 31 décembre 2015. Le règlement exige également que GTN dépose une demande concernant les tarifs exigibles à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

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 comparable de GTN découlant de la participation directe de TCPL s'est établi à 131 millions de dollars US en 2011, un recul de 40 millions de dollars US comparativement à 2010. Ce recul s'explique surtout par le fait que TCPL a vendu une participation de 25 % dans GTN à TC Pipelines, LP en mai 2011 ainsi que par une baisse des produits. En 2010, le BAIIA comparable de GTN s'était accru de 1 million de dollars US par rapport à 2009, accroissement en majeure partie attribuable à la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et aux produits supplémentaires comptabilisés en 2010 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 TC Pipelines, LP en juillet 2009 et par la radiation, en 2010, de coûts liés à l'échec du projet des systèmes d'information.

**Autres gazoducs aux États-Unis** Le reste des gazoducs de TransCanada aux États-Unis ont généré un BAIIA comparable de 610 millions de dollars US en 2011, comparativement à 481 millions de dollars en 2010. La progression provient surtout de la mise en exploitation commerciale de Bison, en janvier 2011, et de Guadalajara, en juin 2011, ainsi que par le fait que TCPL ait vendu sa participation de 25 % dans GTN à TC Pipelines, LP en mai 2011. La diminution des frais généraux et des frais d'administration et de soutien en 2011, bien que partiellement contrée par la baisse des produits tirés de Great Lakes en 2011, a également contribué à cette progression. En 2010, un repli de 7 millions de dollars US par rapport à 2009 avait été constaté à l'égard du BAIIA comparable, surtout du fait d'une baisse des produits tirés de Great Lakes.

**Expansion des affaires** Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, la perte au titre du BAIIA comparable s'est chiffrée à 52 millions de dollars en 2011, comparativement à 62 millions de dollars en 2010. L'amélioration de 10 millions de dollars s'explique surtout par la diminution des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska. Cette diminution est principalement attribuable aux paiements de remboursement plus élevés versés par l'État de l'Alaska, qui sont passés de 50 % à 90 % des coûts de projet admissibles en date du 31 juillet 2010. La perte de 62 millions de dollars inscrite en 2010 au poste du BAIIA comparable est similaire à celle constatée en 2009.

**Amortissement** Le secteur des gazoducs a inscrit un montant de 986 millions de dollars au titre de l'amortissement en 2011, une hausse de 9 millions de dollars par rapport à 2010. Cette hausse résulte principalement de la mise en service de Bison et de Guadalajara, quelque peu atténuée par l'amortissement moins élevé à l'égard de Great Lakes du fait du taux d'amortissement inférieur autorisé par le règlement tarifaire de 2010. En 2010, l'amortissement s'était replié de 53 millions de dollars comparativement à 2009, surtout à cause du fléchissement du dollar US en 2010 et de l'amortissement moins élevé autorisé à l'égard de Great Lakes par le règlement tarifaire de 2010.

## GAZODUCS – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

**Introduction** Les faits nouveaux dans le secteur de l'exploration et de la production de gaz naturel ont une incidence sur les possibilités de l'infrastructure pipelinère de l'Amérique du Nord. En effet, l'accroissement rapide de l'approvisionnement en hydrocarbures tirés de zones schisteuses et de réservoirs étanches ou de faible perméabilité, tout

particulièrement au cours des cinq dernières années, entraîne la transformation du marché gazier intérieur. Les activités de mise en valeur de telles zones s'intensifient du fait de la récente utilisation du forage horizontal jumelé à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, qui remodèle l'industrie gazière. En Amérique du Nord, par exemple, de nombreux projets et propositions visant des installations d'importation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») se trouvaient à différentes étapes d'élaboration il y a cinq ans à peine, alors que dans le contexte actuel, les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis ont délivré des licences d'exportation de GNL, et examinent d'autres demandes à cet effet, en réponse à l'augmentation de l'approvisionnement gazier du continent.

L'abondance de l'approvisionnement qui favorise la faiblesse relative des prix du gaz naturel à la grandeur du continent contribue à l'utilisation accrue de gaz naturel pour répondre à la demande croissante d'énergie. Aux États-Unis et au Canada, un virage s'amorce vers la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel. De nombreux projets visant l'aménagement d'installations d'exportation de GNL sur le continent témoigne de l'évolution de l'industrie gazière. Les prix constamment élevés du pétrole, particulièrement par rapport aux prix du gaz naturel nord-américain, ont donné lieu à un plus grand déploiement de capitaux pour l'exploration et la production des bassins riches en hydrocarbures liquides, auxquels du gaz naturel associé est souvent sous-jacent. L'annonce faite récemment par le gouvernement mexicain au sujet de la modification de sa stratégie d'approvisionnement de manière à se détourner des importations de GNL et à améliorer l'infrastructure pipelinière en place afin d'avoir plus facilement accès à l'approvisionnement gazier des États-Unis atteste de la grande confiance dans la disponibilité des approvisionnements à prix stable à l'échelle du continent nord-américain.

L'évolution du marché gazier engendre des changements quant aux débits habituels des canalisations du réseau continental, ce qui pousse les sociétés à réévaluer les actifs existants et, le cas échéant, à en redéfinir la raison d'être. TCPL possède un portefeuille d'infrastructure gazière à l'échelle nord-américaine qui la place en bonne position de saisir les occasions d'investissement qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel, ainsi que les occasions de raccordement à de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte de gaz naturel sur les marchés existants.

Les principales initiatives de TCPL pour saisir les occasions créées par l'évolution du secteur gazier nord-américain sont décrites ci-après.

**Réseau principal au Canada** En septembre 2011, la société a soumis à l'approbation de l'ONÉ une proposition de restructuration, un vaste projet visant à modifier la structure commerciale et les modalités de service du réseau principal au Canada. La demande comporte les éléments décrits ci-après.

- Le prolongement du réseau de l'Alberta pour le raccorder à des points du réseau principal au Canada, en Saskatchewan, et au réseau de Foothills, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique, et ainsi, réduire les coûts de transport du gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») jusqu'aux marchés desservis par le réseau principal au Canada.
- La réduction de la dotation aux amortissements, et par conséquent la diminution des droits établis découlant d'ajustements de l'horizon de planification économique des trois tronçons du réseau principal au Canada, ainsi que la réaffectation de l'amortissement cumulé afin de mieux apparier la valeur du service utilisé à chaque tronçon.
- La modification de la méthode de conception des droits, des services et de la tarification de manière à générer des produits supérieurs et à réduire les droits en général.
- Un rendement équitable de 7,0 % du coût moyen pondéré du capital après impôts, qui correspond à un RCA de 12 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

En octobre 2011, TCPL a déposé de l'information supplémentaire au sujet du coût du service et des droits proposés pour 2012 et 2013. Les droits visés ont ainsi été établis à 1,29 \$ par gigajoule (« GJ ») pour 2012 pour le transport depuis le carrefour commercial Nova Inventory Transfer jusqu'au point de livraison de Dawn, en Ontario, soit à 38 % de moins que les droits comparables imputés en 2011.

La proposition de restructuration a été élaborée par TCPL afin de réagir de manière novatrice et équilibrée à la récente évolution importante du contexte commercial de l'approvisionnement, de la demande et du transport de gaz naturel en Amérique du Nord. La demande a pour but d'améliorer la viabilité et la durabilité économiques à long terme du réseau principal au Canada et du BSOC. La décision relative à la proposition de restructuration est attendue vers la fin de 2012 ou le début de 2013.

En novembre 2011, la société a de nouveau soumis à l'approbation de l'ONÉ, avec davantage de renseignements, un projet de construction, au coût de 130 millions de dollars, d'une nouvelle infrastructure pipelinière se raccordant au réseau principal au Canada, afin de recevoir au point de réception situé à Niagara Falls, du gaz naturel américain provenant de la formation schisteuse de Marcellus et de l'acheminer vers les marchés de l'Est. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, les livraisons au départ de Niagara Falls devraient débuter à 230 Mpi<sup>3</sup>/j en novembre 2012 avant de passer à 350 Mpi<sup>3</sup>/j en novembre 2013, ce qui pourrait exiger le dépôt d'une demande subséquente concernant des installations supplémentaires.

**Réseau de l'Alberta** Le projet de gazoduc de Horn River du réseau de l'Alberta a été approuvé par l'ONÉ en janvier 2011. La construction a commencé en mars 2011 et l'achèvement des travaux est prévu pour le deuxième trimestre de 2012, à un coût en capital estimatif de 275 millions de dollars. La société a de plus conclu un accord prévoyant le prolongement du gazoduc de Horn River sur environ 100 km (62 milles), au coût estimatif de 230 millions de dollars. Ce prolongement devrait donner lieu à des engagements contractuels supplémentaires de 100 Mpi<sup>3</sup>/j à compter de 2014, volumes qui passeraient à 300 Mpi<sup>3</sup>/j en 2020. En octobre 2011, la société a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'approbation de construire et d'exploiter ce prolongement. Le total des volumes faisant l'objet d'engagements contractuels pour Horn River, y compris le prolongement, devrait atteindre près de 900 Mpi<sup>3</sup>/j d'ici 2020.

En juin 2011, l'ONÉ a approuvé la construction et l'exploitation d'un prolongement de 24 km (15 milles) du gazoduc de Groundbirch. La construction a commencé en août 2011 et la mise en service de ce tronçon, d'un coût en capital évalué à environ 60 millions de dollars, est prévue pour le 1<sup>er</sup> avril 2012. Ce projet est nécessaire pour répondre à la demande de 250 Mpi<sup>3</sup>/j aux termes de nouveaux contrats de transport.

TCPL continue de faire progresser l'aménagement de gazoducs en Colombie-Britannique et en Alberta afin d'assurer le transport du gaz naturel provenant de nouvelles sources. La société a déposé des demandes auprès de l'ONÉ en vue de faire approuver des expansions du réseau de l'Alberta pour répondre aux demandes supplémentaires de service de transport gazier dans les parties nord-ouest et nord-est du BSOC. TCPL a obtenu d'autres engagements fermes pour le transport d'environ 3,4 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j ») au départ de l'Ouest de l'Alberta et du Nord-Est de la Colombie-Britannique d'ici 2014. La société a également reçu d'autres demandes visant le transport de volumes supplémentaires sur le réseau de l'Alberta depuis la partie nord-ouest du BSOC. En 2011, l'ONÉ a approuvé, y compris les projets énoncés précédemment, des projets de gazoducs ayant un coût en capital de près de 910 millions de dollars. D'autres projets pipeliniers d'un coût en capital total d'environ 810 millions de dollars ont été présentés à l'ONÉ pour approbation. La société continue par ailleurs de chercher des occasions d'améliorer l'infrastructure pipelinière pour raccorder l'approvisionnement du BSOC aux marchés, plus particulièrement pour favoriser la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta et pour approvisionner les installations d'exportation de GNL proposées sur la côte du Pacifique.

En octobre 2011, la société a déposé auprès de l'ONÉ une demande en vue de mettre en œuvre une nouvelle structure de service et de tarification lui permettant de revisiter les conditions commerciales applicables aux liquides de gaz naturel qui entrent dans le réseau de l'Alberta. Le modèle d'extraction des liquides de gaz naturel (« NEXT ») devrait être mis en œuvre le 1<sup>er</sup> novembre 2013. Il est conçu pour réparer les iniquités provoquées par l'actuelle convention d'extraction et ainsi accroître la compétitivité du réseau de l'Alberta et du BSOC.

L'intégration commerciale du réseau d'ATCO Pipelines au réseau de l'Alberta a débuté en octobre 2011. Aux termes de la convention, les installations intégrées seront exploitées comme un réseau de transport unique et c'est la société NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») qui assurera le service de transport, conformément à son Tarif et au barème des tarifs et services. La convention fait également état de zones distinctes en Alberta où NGTL et ATCO Pipelines pourraient chacune construire de nouvelles installations. La dernière étape du projet d'intégration est un échange d'actifs pipeliniers de valeur égale. La demande en vue de l'approbation de cet échange devrait être déposée devant l'ONÉ au premier trimestre de 2012.

**Droits du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta et de Foothills pour 2012** TCPL a sollicité l'approbation, qu'elle a obtenue, d'établir à titre provisoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012 les droits de transport de 2012 exigibles sur le réseau principal au Canada au même niveau que les droits définitifs approuvés pour 2011. TCPL a de plus sollicité l'approbation de droits provisoires visant le réseau de l'Alberta en 2012 et de droits annuels visant Foothills avec prise d'effet au 1<sup>er</sup> janvier 2012. Ces droits ont également été approuvés à titre provisoire, jusqu'à ce que soit rendue la décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration.

**Gazoducs aux États-Unis** En mai 2011, la société a conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 25 % chacune dans GTN et dans Bison au prix global de 605 millions de dollars US, ce qui comprend un montant de 81 millions de dollars US correspondant à 25 % de l'encours de la dette de GTN, plus les ajustements habituels à la signature de l'entente.

**GTN** GTN a négocié avec ses expéditeurs un accord de règlement portant sur les nouveaux tarifs de transport en vigueur de janvier 2012 à décembre 2015. L'accord déposé en août 2011 a été approuvé par la FERC en novembre 2011.

**Northern Border** Northern Border offre des services de transport selon des tarifs à long terme maximaux en fonction de la distance parcourue et des tarifs de transport saisonniers à court terme approuvés par la FERC en janvier 2007 dans un règlement sur les tarifs. Le moratoire visant le dépôt de dossiers tarifaires en conformité avec les articles 4 et 5 de la *National Gas Act* étant échu depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, Northern Border doit déposer un nouveau dossier tarifaire au plus tard le 31 décembre 2012.

**Tuscarora** En décembre 2011, Tuscarora Gas Transmission Company a déposé devant la FERC un accord de règlement, ce qui marquait la fin d'une révision des taux réels en vigueur. Sous réserve de son approbation par la FERC, l'accord prévoit la baisse des droits de réservation et de transport exigibles et l'interdiction de présenter un autre dossier tarifaire avant 2014.

**ANR** En septembre 2011, ANR Pipeline Company a présenté à la FERC une demande en vue de la vente de ses actifs extracôtiers dans le golfe du Mexique, et de certaines installations terrestres connexes, à sa filiale en propriété exclusive, TC Offshore LLC. Parallèlement, TC Offshore LLC a demandé à la FERC l'autorisation d'acheter, de posséder et d'exploiter les installations en question aux termes de la réglementation de l'organisme. Ces dépôts sont en cours d'examen par la FERC, dont la décision est attendue au deuxième ou au troisième trimestre de 2012.

**Projet de gazoduc de l'Alaska** L'équipe du projet de gazoduc de l'Alaska continue de collaborer avec les expéditeurs afin de résoudre les questions relatives aux soumissions conditionnelles reçues dans le cadre de l'appel de soumissions tenu pour la réalisation du projet et s'efforce de respecter la date limite d'octobre 2012 prévue pour le dépôt devant la FERC de la demande concernant l'« option Alberta » du gazoduc qui s'étendrait de Prudhoe Bay jusqu'à des points situés près de Fairbanks et de Delta Junction, avant d'atteindre la frontière canado-américaine entre l'Alaska et l'Alberta où le gazoduc serait raccordé à un nouveau pipeline au Canada. Ce gazoduc relierait la frontière canado-américaine à des réseaux pipeliniers près de Boundary Lake, en Alberta, et permettrait d'acheminer du gaz naturel vers la zone continentale des États-Unis. TCPL a amorcé des discussions préliminaires avec les producteurs du versant nord de l'Alaska afin de déterminer un tracé de rechange (« l'option GNL ») qui exigerait l'aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL, lesquelles seraient construites par des tiers dans le centre sud de l'Alaska. TCPL et ExxonMobil Corporation (« ExxonMobil ») ont conclu une entente de collaboration visant l'avancement du projet.

**Projet gazier Mackenzie** Le processus de réglementation fédérale a pris fin en mars 2011 avec la délivrance du certificat d'utilité publique visant le PGM. Les promoteurs du gazoduc d'une longueur de 1 196 km et d'un diamètre de 30 pouces dont la capacité initiale serait de 1,2 Gpi<sup>3</sup>/j poursuivent leurs efforts en vue d'obtenir l'appui du gouvernement du Canada à l'égard d'un cadre fiscal acceptable, qui permettrait la progression du projet.

**Mexique** Au Mexique, le gazoduc de Guadalajara est entré en exploitation commerciale en juin 2011. Il s'agit d'un projet de 360 millions de dollars US présentant une capacité de transport sur 310 km (193 milles) de 500 Mpi<sup>3</sup>/j jusqu'à une centrale électrique et de 320 Mpi<sup>3</sup>/j jusqu'au réseau pipelinier national qui appartient à Pemex, près de Guadalajara. Le gazoduc fait l'objet de contrats fermes d'une durée de 25 ans avec la *Comisión Federal de Electricidad* (« CFE »), qui est la société d'électricité d'État fédérale. En 2011, les livraisons de gaz naturel se sont limitées aux volumes nécessaires aux essais et aux activités de mise en exploitation à la centrale. TCPL et la CFE ont convenu de doter le gazoduc d'un poste de compression de 60 millions de dollars US qui devrait entrer en exploitation au début de 2013.

## 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 aux États-Unis a progressé, principalement sous l'impulsion de la production de gaz de schiste, de même que l'approvisionnement tiré du BSOC. Après quatre années de déclin, la production tirée du BSOC a montré des signes de redressement en 2011. 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 d'approvisionnement pour les consommateurs. Ce changement a contribué à une tendance de 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 dans le cas de nombreux gazoducs.

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. 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. La concurrence qu'il doit affronter touche le raccordement à l'approvisionnement, plus particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, où la plus importante nouvelle source de gaz naturel a accès à deux sociétés pipelinières disposant d'une infrastructure dans la région.

Le réseau principal au Canada, dont la principale source d'approvisionnement est le BSOC, cherche également des occasions d'accroître sa part des marchés intérieurs. TCPL s'attend toutefois à faire face à la concurrence des marchés de l'Est du Canada et surtout, des marchés d'exportation du Nord-Est des États-Unis. Les consommateurs du Nord-Est des États-Unis ont la plupart du temps accès à du gaz naturel grâce à une panoplie d'options de livraison et 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 gazoducs 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 des tarifs à l'unité 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 vente de capacité de transport par pipeline est soumise à une forte concurrence sur la côte américaine du golfe du Mexique compte tenu de la présence d'un réseau étendu de gazoducs dans la région. ANR doit également faire face à la concurrence pour l'approvisionnement aux points d'interconnexion avec des gazoducs dont le point de départ est situé aux États-Unis, dans les formations schisteuses en plein essor du centre du continent et les régions productrices des Rocheuses. La baisse des prix du gaz naturel pourrait entraîner un ralentissement des activités de forage et de la croissance de l'approvisionnement qui soutient les investissements dans l'ajout d'infrastructure pipelinière dans le centre du continent américain, ce qui pourrait limiter le nombre d'occasions d'investissement supplémentaire à l'avenir.

Sur ses principaux marchés, situés dans le Midwest américain, ANR fait concurrence à d'autres gazoducs et installations de stockage. Étant donné que la capacité de transport s'est accrue à la suite d'ajouts importants au cours des dernières années, le fléchissement des prix du gaz naturel qui entraîne une baisse de l'approvisionnement pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de la capacité pipelinière. La valeur des services de stockage offerts par ANR 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'intensification de la concurrence pour des sources d'approvisionnements 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 gazoduc concurrent reliant le bassin de la région américaine des Rocheuses à la frontière avec la Californie dont la mise en service a eu lieu en juillet 2011.

Great Lakes et Northern Border doivent renouveler les contrats chaque année et peuvent subir les variations de la demande liée à la conjoncture saisonnière. Dans la mesure où la capacité pipelinière fait l'objet de contrats, l'utilisation réelle de la canalisation n'a pas d'incidence importante sur les produits. Les services de transport offerts par les deux gazoducs font concurrence à ceux des gazoducs qui transportent du gaz naturel depuis le BSOC. La concurrence pourrait d'ailleurs s'intensifier sur les principaux marchés desservis par les réseaux de TCPL du fait de nouvelles initiatives ou d'un accroissement des activités des concurrents actuels. Pour Great Lakes, l'approvisionnement croissant provenant de la mise en valeur des formations schisteuses des Rocheuses, du centre du continent et de Marcellus rejoignant Dawn, en Ontario, par l'entremise de la capacité disponible actuelle ou nouvelle, jumelé à la demande réduite en raison du contexte économique, a le potentiel de maintenir les pressions concurrentielles sur l'approvisionnement tiré du BSOC dans le Midwest. Par exemple, si le transport depuis ces autres bassins d'approvisionnement jusqu'à Dawn devient plus économique par l'entremise de gazoducs concurrents, il est possible que ces approvisionnements arrivent sur les marchés situés à l'Est des Grands Lacs et supplantent les volumes transportés par Great Lakes sur de longues distances.

***Demande de capacité pipelinière*** La demande de capacité pipelinière est fonction 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, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage appartenant à autrui et du prix des combustibles de remplacement. Bien que la demande et l'approvisionnement créent souvent des occasions d'aménager de nouvelles infrastructures dans de nouveaux endroits, ils peuvent également modifier les débits habituels et avoir une incidence sur l'utilisation des actifs en place. Par exemple, les installations proposées pour l'exportation de GNL sur la côte Ouest de la Colombie-Britannique ont le potentiel de faire baisser la demande de capacité sur les gazoducs qui transportent l'approvisionnement tiré du BSOC jusqu'à d'autres marchés. Les gazoducs de TCPL pourraient se trouver forcés de vendre leur capacité disponible à l'échéance des contrats de transport dont font l'objet leurs actifs existants, comme cela a été le cas du réseau de Great Lakes au quatrième trimestre de 2011. TCPL s'attend à ce que les gazoducs aux États-Unis subissent davantage les variations possibles des produits, du fait de l'évolution rapide de la dynamique de l'approvisionnement, de la concurrence et des tendances des expéditeurs à préférer des contrats à plus court terme.

À la limite, la demande de capacité pipelinière est le facteur déterminant de la vente de services de transport. Quatre principaux facteurs influencent la demande de capacité pipelinière : le prix du gaz naturel, qui influe sur la quantité de l'approvisionnement; la concurrence entre les bassins, qui a une incidence sur la zone d'où l'approvisionnement sera tiré; la technologie, qui a une influence sur le coût et la rapidité des activités de mise en valeur, et les écarts de la base de prix, qui déterminent les marchés où l'approvisionnement aboutira. Les risques liés à chacun de ces quatre facteurs sont analysés ci-après.

#### *Prix du gaz*

Le prix du gaz naturel est un facteur clé de l'exploration et de la mise en valeur de la ressource. La faiblesse actuelle des prix du gaz en Amérique du Nord risque de ralentir les activités de forage, ce qui entraînerait la baisse des niveaux de production, particulièrement dans les champs de gaz sec où il n'est pas possible de tirer des produits supplémentaires des liquides entraînés.

#### *Concurrence entre les bassins*

Pour diversifier leur portefeuille, les grands producteurs décident souvent de mettre en valeur plusieurs bassins à la fois. La décision dépend des coûts réels de mise en valeur de la ressource et de la possibilité d'avoir un accès abordable aux marchés et du coût de l'infrastructure nécessaire. Par conséquent, la concurrence entre les bassins a une incidence sur le calendrier et l'envergure des activités de mise en valeur, ce qui entraîne l'évolution de la demande de capacité pipelinière.

#### *Technologie*

En Amérique du Nord, l'accroissement de l'approvisionnement gazier est principalement attribuable à la technologie utilisée pour mettre en valeur les zones schisteuses et les réservoirs étanches, notamment au forage horizontal et à la fracturation hydraulique. Les effets environnementaux perçus de la fracturation hydraulique font de plus en plus l'objet

d'examens approfondis de la part des organismes de réglementation et du public. Tout changement aux pratiques de fracturation hydraulique résultant de modifications de la réglementation est susceptible d'avoir une incidence sur les coûts et la rapidité de la mise en valeur des zones gazières.

#### *Écarts de la base de prix*

De toute l'histoire du secteur gazier, c'est entre 2008 et 2011 qu'a eu lieu le plus grand nombre d'ajouts de capacité au réseau pipelinier continental. Des bassins gaziers dont la production était autrefois limitée, tels que ceux de la région américaine des Rocheuses et de l'Est du Texas, se trouvent maintenant en situation de surabondance et présentent une capacité d'exportation. Par ailleurs, l'intérêt accordé à la mise en valeur de bassins schisteux a provoqué le recul des bassins d'approvisionnement en gaz classique et la capacité de nombreux gazoducs est inutilisée. Ces facteurs ont donné lieu au resserrement des écarts de la base de prix d'une région à l'autre, c'est-à-dire à des différences de prix payé pour le gaz naturel entre divers points de réception et points de livraison, ce qui a entraîné des changements à la manière dont de nombreux réseaux pipeliniers sont utilisés. Il en résulte qu'un bon nombre de sociétés pipeliniers choisissent, en réponse à l'évolution de la dynamique d'écoulement pipelinier, de modifier leur structure commerciale, les méthodes de conception de la tarification et les services offerts.

**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 et elles devraient avoir une incidence semblable sur le rendement financier d'investissements futurs. Dans la mesure du possible, TCPL gère ce risque par la voie de demandes d'approbation de taux et de règlements négociés.

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 également avoir une influence sur la performance financière des pipelines de TCPL en sol américain. TCPL se tient constamment au courant des règlements, en vigueur et proposés, afin de gérer leur effet possible sur ses pipelines aux États-Unis.

**Risque lié aux coûts de cessation d'exploitation** Par l'entremise de son Initiative de consultation relative aux questions foncières (« ICQF »), l'ONÉ s'efforce de résoudre plusieurs questions importantes au sujet des coûts relatifs aux futures cessations d'exploitation de pipelines assujettis à la réglementation canadienne. Dans le cadre de l'ICQF, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs. Il a notamment reconnu que les coûts liés à une cessation d'exploitation sont des coûts engagés de manière légitime relativement à la prestation d'un service pipelinier et que, par conséquent, ils sont récupérables auprès des utilisateurs du réseau, sous réserve de son approbation. Selon la directive de l'ONÉ, le prélèvement de fonds en vue de financer les futures cessations d'exploitation par l'entremise de droits fondés sur le coût du service de transport sur les pipelines assujettis à la réglementation du Canada ne pourrait débuter avant 2015.

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**

Pour TCPL, le BSOC demeure une importante source d'approvisionnement de son infrastructure pipelinier, bien que grâce à son portefeuille pipelinier s'étendant partout en Amérique du Nord, elle ait accès à de nombreuses autres sources d'approvisionnement importantes et prolifiques.

TCPL prévoit qu'il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinier excédentaire pour transporter le gaz naturel en provenance du BSOC vers des marchés hors de l'Ouest canadien, compte tenu de l'accroissement, au cours des 15 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 la mise en valeur des sables bitumineux et à la production d'électricité.

À l'heure actuelle, les ressources ultimes en gaz classique du BSOC sont estimées à 126 billions de pieds cubes. Le potentiel ultime du bassin s'est par ailleurs grandement amélioré depuis qu'il est possible d'accéder de manière abordable au gaz de schistes et au gaz de réservoirs étanches qu'il recèle. Le potentiel ultime du BSOC a toujours dépendu en majeure partie de la possibilité de produire la ressource classique de manière économique. De l'avis de TCPL, les récents ajouts de la production tirée de ressources non classiques, alliés à la viabilité économique croissante

des ressources classiques de qualité moindre, qui est attribuable à la nouvelle technologie de forage et de complétion de puits, ont eu pour effet d'accroître de plus du double la ressource fondamentale qui est techniquement accessible.

La production du BSOC devrait s'accroître légèrement en 2012. Malgré la diminution de l'intensité des forages en général dans le BSOC, l'accroissement formidable de la productivité initiale des puits forés horizontalement, combiné à un intérêt renouvelé à l'égard des liquides de gaz naturel associé, a largement contrebalancé l'effet prévu de l'approvisionnement négatif associé à la baisse du nombre de forages verticaux classiques. 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 zones profondes de couches multiples, aux zones schisteuses et aux gisements étanches de sables à gaz au moyen de forages horizontaux jumelés à des techniques de fracturation hydraulique. 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 Gpi<sup>3</sup>/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 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel.

Dans l'Ouest canadien, les perspectives de l'infrastructure axée sur la demande d'approvisionnement en gaz du BSOC demeurent favorables compte tenu des prévisions d'accroissement continu des activités de mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta et de conversion du charbon au gaz naturel pour la production d'électricité. Par ailleurs, d'autres nouveaux marchés de la région de l'Asie-Pacifique pourraient constituer de nouveaux débouchés pour le gaz naturel du BSOC au cours de la deuxième partie de la décennie, grâce aux nouveaux terminaux méthaniers proposés pour l'exportation de gaz naturel du Canada depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique.

Dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis, la demande de gaz naturel tiré du BSOC a baissé en 2011, 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.

Aux États-Unis, TCPL prévoit que la production non classique continuera de prendre de l'ampleur à partir des zones schisteuses établies 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. La production de la formation schisteuse de Marcellus continue de s'accroître et, grâce à la nouvelle infrastructure pipelinière qui sera mise en service, l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz vers la région du Nord-Est des États-Unis et hors de celle-ci s'en trouve favorisée. Par ailleurs, la mise en valeur du bassin schisteux d'Utica (qui se trouve surtout en Ohio) n'en est encore qu'à ses débuts. Ce bassin a le potentiel élevé de devenir une autre source importante d'approvisionnement en gaz naturel. À court terme, la production est davantage axée sur le pétrole et les hydrocarbures riches en liquides, ce qui devrait permettre d'accroître l'approvisionnement en gaz naturel associé au Texas, dans le Dakota du Nord, ainsi que dans d'autres régions. 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. L'augmentation de la demande américaine devrait provenir principalement du recours accru au gaz naturel pour la production d'électricité et la croissance industrielle, de même que des exportations de GNL vers 2015 et par la suite.

TCPL continue de chercher les occasions de croissance au Mexique afin de continuer à y aménager de l'infrastructure gazière. TCPL entend miser sur l'expérience et l'expertise acquises à l'égard des gazoducs de Guadalajara et de Tamazunchale pour participer au programme d'expansion de l'infrastructure gazière de 10 milliards de dollars qui a été annoncé récemment par le gouvernement mexicain.

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** 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 ou de toute autre proposition tarifaire approuvées par l'ONÉ, les variables ayant la plus grande incidence sont le RCA, la structure du capital et la base tarifaire. Dans l'éventualité où l'ONÉ ne rendrait pas en 2012 sa décision au sujet des droits du réseau principal au

Canada pour 2012, le résultat du réseau principal au Canada serait inférieur au montant inscrit pour 2011, car il tiendrait compte du dernier RCA approuvé, soit 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, et il exclurait les revenus incitatifs qui ont contribué au résultat du réseau principal au Canada ces dernières années. 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 et de l'Ouest de l'Alberta 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, ce qui entraînera vraisemblablement la réduction du résultat de ces actifs d'une année 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.

La capacité de conclure des contrats visant la capacité non vendue sur les pipelines de TCPL aux États-Unis et de vendre la capacité à des tarifs 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 ces marchés. 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 2011 ont totalisé 0,9 milliard de dollars. En 2012, les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive devraient atteindre quelque 1,0 milliard de dollars.

<b>VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL</b>			
<i>(en Gpi<sup>3</sup>)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Réseau principal au Canada <sup>(1)</sup>	<b>1 887</b>	1 666	2 030
Réseau de l'Alberta <sup>(2)</sup>	<b>3 517</b>	3 447	3 538
ANR	<b>1 706</b>	1 589	1 575
Foothills	<b>1 289</b>	1 446	1 205
Northern Border	<b>971</b>	902	706
Great Lakes	<b>830</b>	804	727
Réseau de GTN	<b>679</b>	802	797
Iroquois	<b>317</b>	343	355
TQM	<b>154</b>	151	164
Ventures LP	<b>150</b>	144	145
Bison <sup>(3)</sup>	<b>105</b>	–	–
North Baja	<b>92</b>	60	96
Tamazunchale	<b>57</b>	52	54
Gas Pacífico	<b>46</b>	51	62
Portland	<b>36</b>	36	37
Tuscarora	<b>33</b>	35	34
TransGas	<b>26</b>	30	28

<sup>(1)</sup> 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 ayant évolué au cours des dernières années, la société a maintenant recours aux livraisons effectuées pour mesurer l'utilisation du réseau. En 2011, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 1 160 Gpi<sup>3</sup> (1 228 Gpi<sup>3</sup> en 2010; 1 579 Gpi<sup>3</sup> en 2009).

<sup>(2)</sup> Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 622 Gpi<sup>3</sup> en 2011 (3 471 Gpi<sup>3</sup> en 2010; 3 578 Gpi<sup>3</sup> en 2009). Ils tiennent compte de la période de trois mois au cours de laquelle ATCO Pipelines a reçu des volumes à la suite de l'intégration de celle-ci à NGTL en date du 1<sup>er</sup> octobre 2011.

<sup>(3)</sup> À compter du 14 janvier 2011.



## OLÉODUCS

### KEYSTONE

Keystone est un oléoduc détenu en propriété exclusive et exploité par la société 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. La société prévoit agrandir le réseau d'oléoducs et le prolonger jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL »), un projet qui englobe la construction d'un nouvel oléoduc reliant Cushing, en Oklahoma, à la côte américaine du golfe du Mexique, l'ajout d'installations de stockage à Hardisty, en Alberta, et la construction d'un nouvel oléoduc entre Hardisty, en Alberta, et Steele City, au Nebraska. Le réseau d'oléoducs est désigné collectivement sous la dénomination « Keystone ». Selon toute attente, l'achèvement de Keystone XL augmentera la capacité totale du réseau pour la faire passer à près de 1,4 million de b/j.

## OLÉODUCS – POINTS SAILLANTS

- Les tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone sont entrés en exploitation commerciale en février 2011. Pour les 11 premiers mois de leur exploitation, la société a inscrit un BAIIA de 587 millions de dollars.
- En août 2011, le département d'État américain a publié un EIEF favorable à l'égard de Keystone XL.
- La société s'est assurée des appuis commerciaux relativement au prolongement et à l'agrandissement Keystone XL, en vue du transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Houston, au Texas, ce qui porterait la capacité garantie à long terme de Keystone à plus de 1,1 million de b/j sur une période d'environ 18 ans.
- En janvier 2012, le Département d'État a rejeté la demande de TCPL en vue de l'obtention d'un permis présidentiel pour construire le projet Keystone XL, au motif qu'il n'avait pas eu suffisamment de temps pour obtenir et examiner les renseignements supplémentaires nécessaires à l'évaluation des tracés de rechange permettant d'éviter la région de Sandhills, au Nebraska. La société présentera une nouvelle demande de permis présidentiel pour la construction de Keystone XL.

<b>RÉSULTATS DU SECTEUR DES OLÉODUCS</b>	
Exercice clos le 31 décembre <sup>(1)</sup> (en millions de dollars)	<b>2011</b>
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>210</b>
Amortissement	<b>(49)</b>
<b>BAll comparable du secteur des oléoducs au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>161</b>
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis<sup>(2)</sup></b> (en dollars US)	<b>383</b>
Amortissement	<b>(82)</b>
<b>BAll comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis<sup>(2)</sup></b>	<b>301</b>
Change	<b>(3)</b>
<b>BAll comparable du secteur des oléoducs aux États-Unis<sup>(2)</sup></b> (en dollars CA)	<b>298</b>
<b>BAIIA et BAll comparable découlant de l'expansion des affaires du secteur des oléoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>(2)</b>
<b>BAll comparable du secteur des oléoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>457</b>
<b>Sommaire :</b>	
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>587</b>
Amortissement	<b>(130)</b>
<b>BAll comparable du secteur des oléoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>457</b>

<sup>(1)</sup> Les résultats tiennent compte de 11 mois d'exploitation.

<sup>(2)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAll comparable.

## OLÉODUCS – ANALYSE FINANCIÈRE

Keystone est un oléoduc détenu en propriété exclusive et exploité par la société 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. La société prévoit agrandir et prolonger le réseau actuel par le biais de Keystone XL, un projet qui englobe la construction d'un nouvel oléoduc reliant Cushing, en Oklahoma, à la côte américaine du golfe du Mexique, l'ajout d'installations de stockage à Hardisty, en Alberta, et la construction d'un nouvel oléoduc entre Hardisty, en Alberta, et Steele City, au Nebraska. Le réseau d'oléoducs est désigné collectivement sous la

dénomination « Keystone ». Une fois en service, Keystone XL devrait permettre de porter la capacité totale du réseau à environ 1,4 million de b/j.

Les projets Marketlink transporteront des approvisionnements de pétrole brut tiré des bassins américains jusqu'à des marchés de raffinage de la région de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique au moyen des installations faisant partie de Keystone XL. Le projet Marketlink de Bakken propose le transport de pétrole brut américain de Baker, au Montana, à Cushing, tandis que le projet Marketlink de Cushing propose le transport de pétrole brut de Cushing à Port Arthur et Houston, au Texas.

Le BAII comparable du secteur des oléoducs s'est chiffré à 457 millions de dollars en 2011. Le BAIIA de Keystone provient principalement des paiements reçus en vertu de conventions commerciales à long terme visant la capacité faisant l'objet de contrats, qui ne dépendent pas des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché et, lorsqu'une certaine capacité est disponible, elle permet de saisir des occasions de dégager un BAIIA supplémentaire. En février 2011, la société a commencé à comptabiliser le BAIIA des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing.

Bien que le tronçon de Wood River/Patoka soit en exploitation commerciale depuis juin 2010, les flux de trésorerie, à l'exclusion des frais généraux, d'administration et de soutien, ont été capitalisés jusqu'en février 2011. L'approbation du projet par l'ONÉ était assortie d'une condition visant la mise en exploitation de Keystone à une pression maximale d'exploitation (« PME ») moindre sur le tronçon canadien de la canalisation dont le sens d'écoulement a été inversé, 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 et à la capacité nominale a débuté par la suite.

<b>Données sur l'exploitation</b>	
Exercice clos le 31 décembre <sup>(1)</sup>	<b>2011</b>
Volumes livrés (en milliers de barils) <sup>(2)</sup>	
Total	<b>137 384</b>
Moyenne	<b>411</b>

<sup>(1)</sup> Les résultats tiennent compte de 11 mois d'exploitation.

<sup>(2)</sup> Les volumes de livraison tiennent compte des livraisons effectuées.

## OLÉODUCS – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

**Tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing** Les travaux visant à permettre l'exploitation à la pression nominale du tronçon de Wood River/Patoka ont été terminés à la fin de janvier 2011, à la suite de la décision rendue par l'ONÉ en décembre 2010 de lever la restriction relative à la PME. La mise en exploitation commerciale du prolongement de Cushing en février 2011 a permis de prolonger le réseau d'oléoducs jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et d'en porter la capacité nominale à 591 000 b/j.

Les droits fixes révisés visant le tronçon de Wood River/Patoka sont entrés en vigueur en mai 2011. Ils tiennent compte des coûts de projet définitifs se rapportant au tronçon.

En juin 2011, la Pipeline Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») du département des Transports des États-Unis a rendu une ordonnance de mesures correctrices pour Keystone à la suite de deux incidents de surface survenus au deuxième trimestre de 2011 aux stations de pompage du Dakota du Nord et du Kansas. Il s'agissait dans les deux cas du déversement de pétrole brut. Après les incidents, TCPL a pris des mesures immédiates pour confiner les déversements et réparer les installations. Les mesures correctrices exigeaient que TCPL élabore et soumette par écrit un plan de remise en fonctionnement prévoyant les étapes requises pour réaliser le nettoyage voulu, une enquête et des

améliorations et modifications au réseau. Le plan de remise en fonctionnement a été approuvé par la PHMSA en juin 2011. En juillet et août 2011, des travaux ont été réalisés afin d'améliorer la fiabilité du réseau Keystone. Les travaux ont été achevés selon les prévisions et ils ont entraîné une réduction de la capacité du pipeline pendant la période de deux mois indiquée, mais ils n'ont cependant eu aucune incidence marquée sur le BAII.

En 2010, trois entités ayant chacune conclu un accord de services de transport à l'égard du prolongement Cushing avaient présenté à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta des exposés distincts contre certaines filiales de Keystone appartenant à TCPL pour solliciter des mesures de redressement déclaratoires ou des dommages-intérêts de divers montants. Les trois entités se sont désistées, sans frais et sans recours.

**Keystone XL** Le processus d'approbation réglementaire visant le tronçon américain de Keystone XL s'est poursuivi tout au long de 2011 et au début de 2012. Le Département d'État, organisme principal chargé des approbations réglementaires fédérales aux États-Unis, a publié son EIEF en août 2011, à l'issue d'un processus d'examen environnemental rigoureux. L'EIEF concluait que le projet n'aurait aucune incidence environnementale importante et que le tracé proposé était celui qui présentait le moins d'incidences environnementales de toutes les options examinées.

À la suite de la publication de l'EIEF, le Département d'État a amorcé un processus de 90 jours visant à déterminer si le projet servait les meilleurs intérêts des États-Unis (« DPMI »). Dans le cadre du processus de DPMI, des préoccupations ont été exprimées relativement à l'impact de l'oléoduc sur la région de Sandhills, au Nebraska. Le 10 novembre 2011, le Département d'État a déterminé que pour faire avancer le processus relatif à la demande de permis présidentiel, il fallait repérer et étudier des tracés de rechange permettant d'éviter la région de Sandhills au Nebraska. Le Département d'État a précisé que le processus d'examen environnemental additionnel, comportant une période de commentaires publics sur un supplément à l'EIEF, pourrait être terminé dès le premier trimestre de 2013. En décembre 2011, le Sénat et la Chambre des représentants des États-Unis ont approuvé le maintien de la réduction des taux d'imposition sur le revenu, ce qui a donné lieu à l'adoption de la *Temporary Payroll Tax Cut Continuation Act* par le président Obama le 23 décembre 2011. Selon cette loi, une décision définitive devait être rendue au plus tard le 21 février 2012 au sujet du permis présidentiel concernant Keystone XL.

Le 18 janvier 2012, le Département d'État a rejeté la demande de permis présidentiel visant Keystone XL au motif seul qu'il n'avait pas eu suffisamment de temps pour obtenir et examiner les renseignements supplémentaires nécessaires à l'évaluation des tracés de rechange permettant d'éviter la région de Sandhills, au Nebraska. Le Département d'État a indiqué que sa décision n'empêchait aucunement TCPL de présenter une autre demande de permis présidentiel relativement à Keystone XL.

TCPL continue de collaborer avec l'État du Nebraska afin de déterminer le tracé privilégié pour éviter la région de Sandhills. La société présentera au Département d'État une demande de permis présidentiel révisée. Si l'approbation réglementaire était reçue d'ici le premier trimestre de 2013, TCPL s'attendrait à ce que la mise en service de Keystone XL ait lieu au début de 2015 au plus tard. La société continue de surveiller les faits nouveaux sur la scène politique des États-Unis, ainsi que leurs répercussions possibles sur le lancement de la construction de Keystone XL.

En décembre 2011, TCPL a annoncé qu'elle s'était assurée d'autres appuis commerciaux relativement à Keystone XL, à la suite d'un appel de soumissions exécutoires fructueux visant le service de transport garanti à long terme de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Houston, au Texas (le « latéral de Houston »), ce qui porte à plus de 1,1 million de b/j le total des contrats à long terme pour Keystone sur une période d'environ 18 ans. D'une valeur approximative de 600 millions de dollars US, le projet de latéral de Houston prévoit l'aménagement de stations de pompage supplémentaires dans le but de porter la capacité de Keystone XL à 830 000 b/j et la construction d'un prolongement d'environ 80 km (50 milles) du réseau Keystone XL proposé. Le latéral de Houston devrait permettre de doubler la capacité du marché de raffinage dans la région de la côte américaine du golfe du Mexique, qui est directement accessible au réseau d'oléoducs Keystone, pour la porter à plus de quatre millions de b/j. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, le latéral devrait être mis en service d'ici le début de 2015.

Le coût en capital de Keystone XL, y compris le latéral de Houston, est évalué à environ 7,6 milliards de dollars US. De ce montant, 2,4 milliards de dollars US avaient été investis en date du 31 décembre 2011. Les achats d'équipement et de matériaux comptent pour près de 60 % des investissements effectués jusqu'ici. La somme restante devrait être investie d'ici la mise en service du projet d'agrandissement, qui devrait avoir lieu au début de 2015. 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.

**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. En 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 du pétrole brut de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL. Le coût en capital des installations supplémentaires est évalué à près de 140 millions de dollars US et, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, la mise en service commerciale aurait lieu au début de 2015.

Au quatrième trimestre de 2011, TCPL a obtenu des appuis contractuels supplémentaires à l'égard du projet Marketlink de Cushing, qui permettrait de transporter du pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à Port Arthur et Houston, au Texas. Le projet Marketlink de Cushing, d'une valeur d'environ 50 millions de dollars US, fait appel à certaines installations faisant partie de Keystone XL, notamment le latéral de Houston. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, le projet Marketlink de Cushing devrait commencer à transporter du pétrole brut vers Port Arthur et Houston au début de 2015.

## OLÉODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

**Pétrole brut – Approvisionnement, marchés et concurrence** L'Alberta produit la majeure partie du pétrole brut du BSOC et est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut de Keystone. En 2011, la production du BSOC a atteint, selon les estimations, 2,7 millions de b/j, dont 1,1 million de b/j de pétrole brut classique et condensats et 1,6 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 de pétrole de schiste, notamment des formations schisteuses de Bakken et de Cardium, et 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 2011 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP »), les approvisionnements en pétrole brut du BSOC passeraient à 3,5 millions de b/j en 2015 et à 4,5 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 19 milliards de dollars en 2011 et prévoit qu'elles augmenteront en 2012.

Une grande partie de la capacité de Keystone fait l'objet de contrats en vertu de conventions commerciales à long terme. 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 2011, le taux de production du bassin Williston s'est élevé à près de 530 000 b/j. TCPL prévoit que les taux de production atteindront quelque 840 000 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 plus de 1,0 million de b/j et continue de s'accroître depuis 2006.

Une grande partie de la capacité des projets Marketlink de Bakken et de Cushing fait l'objet de contrats. Avec l'accroissement des approvisionnements provenant de bassins connexes, les deux projets feront vraisemblablement 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 du réseau Keystone de TCPL. TCPL doit 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 doit 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, notamment de l'ONÉ, au Canada, et de la FERC, de l'agence pour la protection de l'environnement, de l'Army Corps of Engineers, de divers organismes de réglementation d'État, du département des Transports, de la PHMSA et du Département d'État, aux États-Unis, peuvent avoir une influence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance financière 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.

**Risque lié aux coûts de cessation d'exploitation** Les installations de Keystone en sol canadien sont assujetties au processus d'ICQF de l'ONÉ dont il a été question à la rubrique « Gazoducs – Risques d'entreprise » du présent rapport de gestion. Les futurs coûts de cessation d'exploitation des installations canadiennes de Keystone devraient être récupérés par l'entremise des droits de transport.

**Risque lié aux livraisons** TCPL a conclu des contrats de transport à long terme pour la quasi-totalité de la capacité de Keystone. Les paiements reçus pour la capacité faisant l'objet de contrats ne dépendent pas des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché. Les livraisons qui ne sont pas assujetties à des contrats dépendent 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.

**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. Tout arrêt d'exploitation imprévu a une incidence sur la capacité d'expédition et peut entraîner une réduction des paiements de capacité ainsi qu'un recul des produits tirés du transport de volumes non visés par des contrats.

**Risque d'exécution et risque lié aux coûts en capital** 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 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 à Keystone XL seraient 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 nord-américain 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 2012 et en 2013. Selon les prévisions, la production des sables bitumineux de l'Alberta atteindra 2,3 millions de b/j en 2016 par rapport au volume de 1,6 million de b/j enregistré en 2011 et le total des approvisionnements en pétrole brut de l'Ouest canadien passera de 2,7 millions de b/j à 3,7 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 doit déboucher sur de nouveaux marchés, notamment des marchés internationaux et américains qui sont présentement desservis par des importations de l'étranger. TCPL continuera de s'intéresser activement aux nouvelles occasions de transporter le pétrole brut de l'Alberta vers de nouveaux marchés.

La production du bassin Williston s'accroît également et la capacité pipelinière dans la région est restreinte. Les régions américaines du centre du continent, du Midwest et de la côte du golfe du Mexique constituent les principaux marchés pour le pétrole brut du bassin Williston. TCPL fait face à la concurrence de plusieurs autres propositions visant la construction d'une capacité de transport de l'approvisionnement en brut, de cette région jusqu'aux centres de raffinage des États-Unis. La capacité 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 par rapport aux prix mondiaux. Plusieurs propositions concurrentielles ont été présentées en vue de la construction d'une capacité de transport de l'approvisionnement en pétrole brut, 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 centres de raffinage des États-Unis.

**Résultat** Le résultat du secteur des oléoducs devrait s'accroître à l'exercice 2012 par rapport au précédent, du fait surtout de la constatation sur un exercice complet plutôt que sur 11 mois en 2011 du résultat des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone. Le résultat repose surtout des engagements contractuels visant la capacité pouvant faire l'objet de contrats, qui ne dépendent pas des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché, ce qui constitue une possibilité d'accroître le résultat. TCPL s'attend à ce que le résultat relatif à ses oléoducs s'accroisse avec le début des livraisons de pétrole brut par Keystone XL et les projets Marketlink. Une fois le réseau complet, TCPL s'attend à inscrire un BAIIA annuel de quelque 1,7 milliard de dollars US, selon les volumes contractuels et 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.

**Dépenses en immobilisations** Les dépenses en immobilisations affectées au secteur des oléoducs en 2011 ont totalisé 1,2 milliard de dollars. En 2012, les dépenses en immobilisations affectées au secteur des oléoducs devraient se chiffrer à environ 0,9 milliard de dollars, en raison surtout des engagements contractuels associés à Keystone XL et à l'agrandissement des installations de Hardisty, en Alberta.



## ÉNERGIE

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 de Sundance A au titre d'une CAE devant échoir en 2017. TCPL détient également une

participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu une CAE devant échoir en 2020 à l'égard de la totalité de la production de 706 MW de la centrale Sundance B. Les centrales de 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 appartiennent 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.

**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. Quatre des projets, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, Carleton et Montagne-Sèche, et la première phase du cinquième, Gros-Morne, sont en exploitation et présentent une capacité de production totale de 479 MW. Les travaux de construction de la deuxième phase de 111 MW du parc éolien de Gros-Morne se poursuivent en vue d'une mise en exploitation en décembre 2012.

**GRANDVIEW** Grandview est une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel située près de Saint John, 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.

**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.

**OCEAN STATE POWER** Ocean State Power 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** Coolidge est une centrale électrique de pointe à cycle simple de 575 MW et alimentée au gaz naturel située à Coolidge, en Arizona. Elle a été mise en service au deuxième trimestre de 2011.

**EDSON** Les installations souterraines de stockage de gaz naturel 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 Mpi<sup>3</sup>/j. Edson a une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de quelque 50 Gpi<sup>3</sup>.

**CROSSALTA** Les installations souterraines de stockage de gaz naturel de CrossAlta, situées près de Crossfield, en Alberta, ont une capacité de stockage de 68 Gpi<sup>3</sup>. Le système de traitement central de CrossAlta a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 550 Mpi<sup>3</sup>/j. TCPL détient une participation de 60 % dans CrossAlta, qu'elle exploite maintenant par le truchement d'une convention entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

## ÉNERGIE – POINTS SAILLANTS

- Le BAI comparable du secteur de l'énergie s'est élevé à 940 millions de dollars en 2011, soit à 192 millions de dollars de plus que les 748 millions de dollars inscrits en 2010.
- En 2011, la société a investi 1,1 milliard de dollars dans le secteur de l'énergie à l'égard de projets d'investissement qui s'appuient tous sur des contrats à long terme, notamment :
  - la centrale de Coolidge, d'une puissance de 575 MW, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011;
  - la construction des deux derniers parcs du projet de Cartier énergie éolienne, y compris l'achèvement du parc de Montagne-Sèche, de 58 MW, et de la première phase de celui de Gros-Morne, de 101 MW;
  - la remise en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power.
- Des étapes importantes du projet de remise en état des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power ont été franchies en 2011. Le combustible est maintenant chargé dans les deux réacteurs et les dernières étapes de la remise en service du réacteur 2 sont en cours.
- En décembre 2011, la société a conclu un accord visant l'achat en Ontario de neuf centrales de production d'énergie solaire d'une capacité combinée de 86 MW, au coût approximatif de 470 millions de dollars. TCPL achètera chacune des centrales lorsque les travaux de construction et les essais seront terminés et que les activités d'exploitation auront commencé selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO en vertu du programme de tarifs de rachats garantis (« TRG ») de l'Ontario. Il est prévu que la mise en service des projets ait lieu entre la fin de 2012 et le milieu de 2013.

## CENTRALES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE

	MW	Type de combustible
<b>Installations énergétiques au Canada</b>		
Installations énergétiques de l'Ouest		
Sheerness	756	Charbon
Coolidge	575	Gaz naturel
Sundance A	560	Charbon
Sundance B <sup>(1)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	365	Éolien
Portlands Energy <sup>(3)</sup>	275	Gaz naturel
Grandview	90	Gaz naturel
	1 963	
Bruce <sup>(4)</sup>	2 480	Nucléaire
	7 079	
<b>Installations énergétiques aux États-Unis</b>		
Ravenswood	2 480	Gaz naturel/mazout
TC Hydro	583	Hydroélectrique
Ocean State Power	560	Gaz naturel
Projet éolien de Kibby	132	Éolien
	3 755	
<b>Total de la capacité de production nominale</b>	<b>10 834</b>	

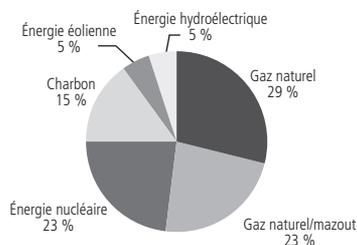
(1) Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de la production de Sundance B.

(2) Représente la quote-part de TCPL, soit 62 % de ce projet de 590 MW au total, y compris la puissance de 111 MW en chantier.

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

(4) Représente la quote-part de TCPL de 48,8 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B, y compris la puissance de 733 MW des réacteurs 1 et 2 de Bruce A.

## Électricité produite selon le combustible



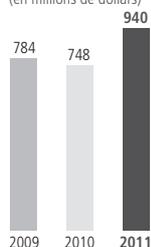
<b>RÉSULTATS DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE</b>			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
<b>Installations énergétiques au Canada</b>			
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(1)</sup>	489	220	279
Installations énergétiques de l'Est <sup>(2)</sup>	314	231	220
Bruce Power	252	298	352
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(43)	(38)	(39)
<b>BAlIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(3)</sup></b>	<b>1 012</b>	711	812
Amortissement	(276)	(242)	(227)
<b>BAlI comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(3)</sup></b>	<b>736</b>	469	585
<b>Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)</b>			
Installations énergétiques du Nord-Est <sup>(4)</sup>	314	335	210
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(41)	(32)	(40)
<b>BAlIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(3)</sup></b>	<b>273</b>	303	170
Amortissement	(109)	(116)	(92)
<b>BAlI comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(3)</sup></b>	<b>164</b>	187	78
Change	(4)	7	8
<b>BAlI comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(3)</sup></b> (en dollars CA)	<b>160</b>	194	86
<b>Stockage de gaz naturel</b>			
Installations de stockage en Alberta	89	140	173
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(6)	(8)	(9)
<b>BAlIA comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(3)</sup></b>	<b>83</b>	132	164
Amortissement	(14)	(15)	(14)
<b>BAlI comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(3)</sup></b>	<b>69</b>	117	150
<b>BAlIA et BAlI comparable découlant de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie<sup>(3)</sup></b>	<b>(25)</b>	(32)	(37)
<b>BAlI comparable du secteur de l'énergie<sup>(3)</sup></b>	<b>940</b>	748	784
<b>Sommaire :</b>			
<b>BAlIA comparable du secteur de l'énergie<sup>(3)</sup></b>	<b>1 338</b>	1 125	1 131
Amortissement	(398)	(377)	(347)
<b>BAlI comparable du secteur de l'énergie<sup>(3)</sup></b>	<b>940</b>	748	784

<sup>(1)</sup> Comprend la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

- (2) Comprend le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne, ainsi que les centrales de Halton Hills et de Portlands Energy depuis respectivement novembre 2011, septembre 2010 et avril 2009.
- (3) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable et le BAII comparable.
- (4) Comprend les première et deuxième phases du projet éolien de Kibby à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'octobre 2010.

## ÉNERGIE – ANALYSE FINANCIÈRE

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



Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 940 millions de dollars en 2011, comparativement à 748 millions de dollars en 2010 et à 784 millions de dollars en 2009.

**Installations énergétiques de l'Ouest** Au 31 décembre 2011, 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 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 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 dont la capacité varie de 27 MW à 165 MW. 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. Tel qu'il est indiqué un peu plus loin sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion, aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2011. 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 en Alberta 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 en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, au 31 décembre 2011, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour environ 8 400 gigawattheures (« GWh ») de la production de 2012 et quelque 6 200 GWh de la production de 2013.

Les actifs des installations énergétiques de l'Ouest aux États-Unis comptent la centrale de Coolidge, d'une capacité de 575 MW, qui a été mise en service en mai 2011. La production d'électricité totale de la centrale de Coolidge fait l'objet d'une CAE de 20 ans conclue avec le projet Salt River, service public local d'Arizona.

**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, les parcs du projet de Cartier énergie éolienne qui ont été mis en service, Portlands Energy et Grandview.

Halton Hills est entrée en service en septembre 2010. Toute sa production électrique fait l'objet d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec l'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.

Le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne ont été mis en service en novembre 2011, ce qui a porté à 479 MW la capacité de production totale des parcs du projet de Cartier énergie éolienne qui sont en service. 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. Toute l'électricité produite par Portland Energy est fournie à l'OEO au titre d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans.

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 aux termes de contrats en 2011 et devrait continuer de l'être à l'avenir.

<b>BAII comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada</b> <sup>(1)(2)(3)</sup>			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
<b>Produits</b>			
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)</sup>	<b>1 081</b>	714	788
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)</sup>	<b>475</b>	330	281
Autres <sup>(4)</sup>	<b>70</b>	84	86
	<b>1 626</b>	1 128	1 155
<b>Achats de produits de base revendus</b>			
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>(538)</b>	(431)	(451)
Autres <sup>(4)(5)</sup>	<b>(9)</b>	(26)	(26)
	<b>(547)</b>	(457)	(477)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	<b>(276)</b>	(220)	(179)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	<b>(43)</b>	(38)	(39)
<b>BAIIA comparable</b> <sup>(1)</sup>	<b>760</b>	413	460
Amortissement	<b>(163)</b>	(140)	(138)
<b>BAII comparable</b> <sup>(1)</sup>	<b>597</b>	273	322

(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 la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

- (3) Comprend le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne, ainsi que les centrales de Halton Hills et de Portlands Energy depuis respectivement novembre 2011, septembre 2010 et avril 2009.
- (4) Comprend les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique. 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.
- (5) Comprend le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

<b>Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada</b>			
Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(1)</sup>	2 606	2 373	2 334
Installations énergétiques de l'Est <sup>(2)</sup>	3 714	2 359	1 550
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness <sup>(3)</sup>	7 909	10 785	10 603
Autres achats	1 112	429	529
	<b>15 341</b>	15 946	15 016
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest	9 245	10 211	9 944
Installations énergétiques de l'Est	3 714	2 375	1 588
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	2 382	3 360	3 484
	<b>15 341</b>	15 946	15 016
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(4)</sup></b>			
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(1)(5)</sup>	97 %	95 %	93 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>(2)(6)</sup>	93 %	94 %	97 %

(1) Comprend la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

(2) Comprend le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne, ainsi que les centrales de Halton Hills et de Portlands Energy depuis respectivement novembre 2011, septembre 2010 et avril 2009.

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

(4) 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.

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

(6) 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 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 489 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 1 081 millions de dollars, soit respectivement 269 millions de dollars et 367 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits en 2010. Les hausses proviennent surtout de la progression des prix réalisés dans leur ensemble pour l'électricité en Alberta ainsi que du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011 aux termes d'une CAE de 20 ans. Certains arrêts d'exploitation combinés à une augmentation de la demande ont fait bondir de 51 % les prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta, où ils ont atteint 77 \$ le mégawatt-heure (« MWh ») en 2011, comparativement à 51 \$ le MWh en 2010. En 2011, environ 20 % des volumes de l'électricité vendue des installations énergétiques de l'Ouest l'ont été sur le marché au comptant, contre 25 % en 2010.

En 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait des produits à recevoir de 156 millions de dollars de la CAE de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été constatés comme si les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur l'arrêt d'exploitation à Sundance A.

En 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est et le produit des ventes d'électricité ont été de respectivement 314 millions de dollars et 475 millions de dollars, soit respectivement 83 millions de dollars et 145 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits en 2010. Les hausses proviennent avant tout de l'incidence positive du résultat sur un exercice complet de Halton Hills, dont la mise en service a eu lieu en septembre 2010.

Comparativement à 2010, les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont augmenté de 107 millions de dollars pour atteindre 538 millions de dollars, du fait des volumes supérieurs à Sheerness, d'une hausse des coûts par MWh liés à la CAE et de l'accroissement des ventes directes aux clients.

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 276 millions de dollars en 2011, montant supérieur de 56 millions de dollars à celui de 2010. La hausse s'explique essentiellement par le combustible supplémentaire utilisé à la centrale de Halton Hills.

Comparativement à 2010, l'amortissement s'est accru de 23 millions de dollars en 2011 pour se chiffrer à 163 millions de dollars, en raison surtout de l'amortissement supplémentaire pour Halton Hills et Coolidge.

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. 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 le produit 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 largement du résultat supplémentaire de Halton Hills et de Portlands 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 coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts 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.

**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 2011, 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 2010 et en 2009). 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.

<b>Résultats de Bruce Power</b>			
(Quote-part de TCPL)			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)			
	2011	2010	2009
Produits <sup>(1)</sup>	<b>817</b>	862	883
Charges d'exploitation	<b>(565)</b>	(564)	(531)
<b>BAIIA comparable<sup>(2)</sup></b>	<b>252</b>	298	352
<b>BAIIA comparable de Bruce A<sup>(2)</sup></b>	<b>98</b>	91	48
<b>BAIIA comparable de Bruce B<sup>(2)</sup></b>	<b>154</b>	207	304
<b>BAIIA comparable<sup>(2)</sup></b>	<b>252</b>	298	352
Amortissement	<b>(113)</b>	(102)	(89)
<b>BAII comparable<sup>(2)</sup></b>	<b>139</b>	196	263
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>			
Capacité disponible des centrales <sup>(3)</sup>			
Bruce A	<b>90 %</b>	81 %	78 %
Bruce B	<b>88 %</b>	91 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	<b>89 %</b>	88 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	<b>60</b>	60	56
Bruce B	<b>135</b>	70	45
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	<b>16</b>	64	82
Bruce B	<b>24</b>	34	47
Volume des ventes (en GWh)			
Bruce A	<b>5 475</b>	5 026	4 894
Bruce B	<b>7 859</b>	8 184	7 767
	<b>13 334</b>	13 210	12 661
Résultats par MWh			
Produits de Bruce A	<b>66 \$</b>	65 \$	64 \$
Produits de Bruce B <sup>(4)</sup>	<b>54 \$</b>	58 \$	64 \$
Produits cumulés de Bruce Power	<b>57 \$</b>	60 \$	64 \$

(1) Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 24 millions de dollars pour Bruce A en 2011 (29 millions de dollars en 2010; 34 millions de dollars en 2009).

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

(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 et aux règlements contractuels ainsi que les volumes et les produits associés à la production réputée.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a reculé de 46 millions de dollars pour s'établir à 252 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010, principalement du fait des résultats inférieurs de Bruce B. Le BAIIA comparable de 2010 tenait compte 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 a progressé de 7 millions de dollars pour atteindre 98 millions de dollars en 2011 comparativement à 2010. La progression est principalement attribuable à une hausse des volumes, parce que les jours d'arrêt d'exploitation imprévus ont été moins nombreux, et est quelque peu atténuée par le paiement susmentionné versé par Bruce B en 2010.

Par rapport à 2010, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 53 millions de dollars pour s'établir à 154 millions de dollars en 2011. Le repli a pour principales causes la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance de contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés, l'accroissement des coûts d'exploitation et la baisse des volumes en raison d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévu. Les résultats de Bruce B pour 2010 comprenaient le paiement susmentionné versé à Bruce A.

L'amortissement de Bruce Power s'est accru de 11 millions de dollars en 2011 par rapport à l'accroissement de 13 millions de dollars constaté en 2010 comparativement à l'année précédente, en raison surtout de nouvelles immobilisations.

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. Le recul découle de la baisse des prix réalisés et de l'augmentation de la charge annuelle de location pour Bruce B en 2010 et est partiellement contré par des volumes supérieurs à Bruce A et Bruce B et par l'incidence positive nette du paiement versé par Bruce B à Bruce A en 2010.

L'Independent Electricity System Operator (« IESO ») met périodiquement un frein à la production de certains réacteurs de Bruce Power afin de contribuer à résorber la charge de base excédentaire en Ontario. Pendant ces périodes, Bruce Power touche des paiements au titre de la production réputée aux prix du contrat avec l'OEO. Les volumes de ventes inférieurs constatés en 2009 comparativement à 2010 et à 2011 témoignent de l'effet des plus grandes périodes de réduction de la production imposées en 2009.

La capacité disponible générale des centrales en 2012 devrait se situer à environ 75 % pour les réacteurs 3 et 4 de Bruce A, qui, le 6 novembre 2011, a interrompu l'exploitation de son réacteur 3 pour une période d'environ 6 mois aux fins du programme West Shift Plus. L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un autre réacteur de Bruce A est prévu à l'été 2012. La capacité disponible générale des quatre réacteurs de Bruce B devrait tourner autour de 95 % en 2012. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un des réacteurs de Bruce B a commencé en janvier 2012.

### **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<sup>er</sup> 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 <sup>er</sup> avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2010 au 31 mars 2011	64,71 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2009 au 31 mars 2010	64,45 \$

### **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<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation. Les montants reçus conformément au mécanisme de prix plancher doivent être remboursés si le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Aucun montant constaté dans les produits n'a été remboursé en 2011, 2010 ou 2009.

*Prix plancher de Bruce B*

	par MWh
Du 1 <sup>er</sup> avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2010 au 31 mars 2011	48,96 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2009 au 31 mars 2010	48,76 \$

Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Le prix réalisé de Bruce B a diminué de 4 \$ le MWh pour s'établir à 54 \$ le MWh en 2011 comparativement à 2010 et de 6 \$ le MWh pour se chiffrer à 58 \$ le MWh en 2010 par rapport à 2009. Ces montants tiennent compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des règlements contractuels ainsi que des volumes et des produits associés à la production réputée. Les baisses sont attribuables à l'échéance de contrats à prix plus élevés conclus au cours des années précédentes.

**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, 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. 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'Ocean State Power 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 phase, 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 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 sur les marchés de New York, de la Nouvelle-Angleterre et de PJM Interconnection (« PJM »). Pour réduire l'exposition aux fluctuations des prix au comptant, ces contrats de vente d'électricité sont couverts par un amalgame de contrats d'achat à terme d'électricité, de contrats d'achat à terme de combustible pour produire l'électricité et de contrats financiers.

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. Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

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, Ocean State Power 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.

<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)(2)</sup></b>			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2011	2010	2009
<b>Produits</b>			
Installations énergétiques <sup>(3)</sup>	919	1 090	742
Capacité	227	231	169
Autres <sup>(3)(4)</sup>	80	78	79
	<b>1 226</b>	1 399	990
Achats de produits de base revendus <sup>(3)</sup>	(398)	(543)	(309)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>(4)</sup>	(514)	(521)	(471)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(41)	(32)	(40)
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>273</b>	303	170
Amortissement	(109)	(116)	(92)
<b>BAII comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>164</b>	187	78

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

<sup>(2)</sup> Comprend les première et deuxième phases du projet éolien de Kibby à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'octobre 2010.

<sup>(3)</sup> Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés financiers utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits.

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

<b>Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>			
Exercices clos les 31 décembre	2011	2010	2009
<b>Volumes des ventes physiques (en GWh)</b>			
<b>Offre</b>			
Électricité produite	6 880	6 755	5 993
Achats	6 018	8 899	5 310
	<b>12 898</b>	15 654	11 303
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(2)</sup></b>	<b>87 %</b>	86 %	79 %

<sup>(1)</sup> Comprend les première et deuxième phases du projet éolien de Kibby à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'octobre 2010.

<sup>(2)</sup> 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 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 273 millions de dollars US, soit 30 millions de dollars US de moins que le montant inscrit en 2010. Le repli provient surtout de l'incidence négative d'un fléchissement des prix des produits de base et de la capacité ainsi que d'une baisse des volumes d'électricité vendus, en partie annulé par les nouvelles ventes dans le secteur de PJM, l'accroissement du nombre de clients commerciaux dans l'État de New York et les produits supplémentaires tirés de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, dont la mise en service a eu lieu en octobre 2010.

Comparativement à 2010, les volumes d'électricité vendus ont diminué en 2011, en raison d'un affaiblissement de la demande attribuable à des conditions climatiques inhabituelles pour la saison ainsi qu'aux possibilités réduites de conclure des contrats de gros. En outre en 2011, moins de transactions physiques mais davantage d'opérations financières ont servi à couvrir les contrats de vente d'électricité qu'en 2010.

En 2011, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 919 millions de dollars US, un repli de 171 millions de dollars US comparativement à 2010, principalement en raison de la baisse des volumes d'électricité vendus et des prix de l'électricité réalisés. Le repli a été quelque peu atténué par les nouvelles ventes sur les marchés de PJM et de New York.

Les produits tirés de la capacité ont atteint 227 millions de dollars US en 2011, une diminution de 4 millions de dollars US comparativement à 2010. Au cours des six derniers mois de 2011, les produits tirés de la capacité dans l'État de New York ont subi l'incidence négative de la baisse des prix au comptant, laquelle est liée à la question du prix de la capacité dont traite la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion. La réduction des prix de la capacité a été en partie annulée par la diminution du taux d'indisponibilité fortuite à Ravenswood.

Les achats de produits de base revendus ont reculé de 145 millions de dollars US pour s'établir à 398 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010, en grande partie du fait de la réduction 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 et commercial de la Nouvelle-Angleterre. Le recul a été partiellement contré par l'augmentation des prix de l'électricité réalisés pour l'électricité achetée ainsi que par les nouvelles ventes sur les marchés de PJM et de New York.

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 qu'en 2009. La hausse, qui provient surtout de l'accroissement des produits tirés de la capacité compte tenu du raffermissement des prix de la capacité, a été en partie annulée par la montée du taux d'indisponibilité fortuite à Ravenswood, l'accroissement des volumes d'électricité vendus sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York et des prix de l'électricité réalisés, ainsi que par les produits supplémentaires dégagés du projet éolien de Kibby.

La capacité disponible des centrales des installations énergétiques aux États-Unis a atteint 87 % en 2011, comparativement à 86 % en 2010 et à 79 % en 2009. Le recul de la capacité disponible en 2009 tient surtout à l'arrêt d'exploitation imprévu de l'unité 30 de Ravenswood de septembre 2008 à mai 2009.

Au 31 décembre 2011, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 600 GWh d'électricité, ou 30 % de leur production prévue, pour l'exercice 2012 et pour quelque 1 000 GWh, ou 10 % de leur production prévue, pour l'exercice 2013. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant, et les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

**Stockage de gaz naturel** TCPL détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 129 Gpi<sup>3</sup> en Alberta, dont une participation de 60 % dans CrossAlta. TCPL a en outre 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.

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

<sup>(1)</sup> 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 fait partie du secteur des gazoducs de TCPL.

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 2011, TCPL avait conclu des contrats pour environ 60 %, en 2012, et 20 %, en 2013, de la capacité de stockage aménagée de gaz naturel, laquelle totalise 129 Gpi<sup>3</sup>. 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.

Ces contrats à terme pour le gaz naturel constituent des instruments de couverture économique très efficaces, mais ils 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. Les variations de la juste valeur de ces contrats sont constatées dans les produits. TCPL inscrit la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en fonction d'une moyenne pondérée des prix à terme du gaz naturel pour les quatre mois suivants, moins les coûts de vente. Les variations de la juste valeur des stocks sont constatées dans les produits. Le calcul du résultat comparable ne tient pas compte des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel, non représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 83 millions de dollars en 2011, une diminution de 49 millions de dollars comparativement à 2010, qui est principalement attribuable à la régression des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès 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 a été de 132 millions de dollars en 2010, un repli de 32 millions de dollars comparativement à 2009, qui est principalement attribuable au recul des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et du stockage auprès de tiers du fait du resserrement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel.

**Expansion des affaires** Les pertes au titre du BAIIA comparable découlant de l'expansion des affaires, à 25 millions de dollars, ont diminué de 7 millions de dollars en 2011 par rapport à 2010, et avaient reculé de 5 millions de dollars en 2010 comparativement à 2009, en raison surtout du ralentissement des activités de mise en valeur en 2011.

## ÉNERGIE – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

**Bruce Power** Aux termes de l'accord de remise à neuf de Bruce Power (« ARNBP ») 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.

Les travaux de remise en marche des réacteurs 1 et 2 ont franchi une étape importante en 2011. Le chargement en combustible des réacteurs 1 et 2 a maintenant été mené à terme et le réacteur 2 en est aux dernières étapes avant sa remise en service. Sous réserve de l'obtention des approbations requises au titre de la réglementation, Bruce Power s'attend à une entrée en exploitation commerciale du réacteur 2 au premier trimestre de 2012 et à une entrée en exploitation commerciale du réacteur 1 au troisième trimestre de 2012. Selon les prévisions, la quote-part de TCPL du

coût en capital total net sera d'environ 2,4 milliards de dollars, dont une tranche de 2,3 milliards de dollars avait déjà été engagée au 31 décembre 2011.

En février 2011, l'ARNBP a été modifié de manière à reporter du 31 décembre 2011 au 1<sup>er</sup> juin 2012 la date à laquelle les paiements de soutien à l'égard de Bruce A seraient suspendus. Les paiements de soutien reçus de l'OEO par Bruce A correspondent à la différence entre les prix fixes aux termes de l'ARNBP et les prix sur le marché au comptant. Compte tenu de la modification, toute la production de Bruce A sera assujettie aux prix du marché à compter du 1<sup>er</sup> juin 2012, et ce jusqu'à la conclusion de la remise en service des réacteurs 1 et 2.

En novembre 2011, Bruce Power a mis en branle le programme de cessation d'exploitation West Shift Plus d'une durée approximative de six mois dans le cadre d'une stratégie de prolongation de la durée utile du réacteur 3. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, le réacteur 3 devrait être remis en service au deuxième trimestre de 2012.

**Sundance A** En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A avaient été mis hors service et TransAlta Corporation (« TransAlta ») a invoqué un cas de force majeure en janvier 2011. En février 2011, TransAlta a informé TCPL qu'elle avait établi qu'il n'était pas rentable de remplacer ni de réparer les groupes électrogènes 1 et 2, et que la CAE de Sundance A devrait par conséquent être résiliée.

TCPL s'est inscrite en faux dans les deux cas, soit celui de force majeure et celui de destruction économique, aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévu dans la CAE, et les deux questions seront entendues dans le cadre d'un seul processus d'arbitrage exécutoire. À cette fin, le groupe d'arbitrage a décidé de la tenue d'une audience en avril 2012. En supposant que l'audience ne se prolongera pas au-delà de la période prévue, TCPL s'attend à une décision au milieu de 2012.

TCPL a continué de constater les produits et les coûts tout au long de 2011, car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. La société ne croit pas que le cas de force majeure invoqué par TransAlta réponde à la définition d'un tel cas ou à la définition de destruction que donne la CAE, et elle a donc constaté un BAIIA de 156 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain, mais TCPL est d'avis que la question sera réglée en sa faveur. La société prévoit que la valeur comptable non amortie au 31 décembre 2011, soit 77 millions de dollars relativement à la CAE de Sundance A figurant dans les actifs incorporels et autres actifs, demeure entièrement récupérable aux termes de la CAE, quel que soit le résultat du processus d'arbitrage.

**Oakville** En octobre 2010, le gouvernement de l'Ontario avait annoncé qu'il n'irait pas de l'avant avec la centrale d'Oakville, une installation de 900 MW et d'une valeur de 1,2 milliard de dollars que TCPL avait l'intention de construire, de détenir et d'exploiter aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans conclu précédemment avec l'OEO. Au troisième trimestre de 2011, TCPL, le gouvernement de l'Ontario et l'OEO ont conclu une entente officielle pour le recours à un processus d'arbitrage en vue de régler le différend qui a suivi la résiliation de ce contrat. Conformément aux termes de l'entente, les parties poursuivent leurs discussions. TCPL s'attend à une compensation appropriée tenant compte des conséquences économiques associées à la résiliation du contrat.

**Coolidge** La centrale de Coolidge, d'une valeur de 500 millions de dollars US, est entrée en service en mai 2011. L'électricité de l'installation de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel d'une puissance de 575 MW près de Phoenix, en Arizona, est vendue à Salt River Project Agricultural Improvement and Power District dans le cadre d'une CAE de 20 ans.

**Cartier énergie éolienne** En novembre 2011, le projet de parc éolien de Montagne-Sèche (58 MW) et celui de Gros-Morne (première phase de 101 MW) sont entrés en service. Il est prévu que la deuxième phase de 111 MW du parc de Gros-Morne sera entièrement opérationnelle en décembre 2012, et les travaux de construction associés au projet de Cartier énergie éolienne (590 MW) au Québec arriveront alors à leur terme. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec au titre d'une CAE de 20 ans.

**Énergie solaire en Ontario** En décembre 2011, TCPL a conclu avec Canadian Solar Solutions Inc., en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars, l'acquisition de neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW. Selon les termes de l'entente, les travaux d'aménagement et de construction de chacun des neuf projets seront exécutés par Canadian Solar Solutions Inc., qui aura recours à des panneaux photovoltaïques. TCPL fera l'acquisition de chacun des projets après leur entrée en exploitation, une fois les travaux de

construction terminés et les essais de réception effectués, conformément aux termes d'une CAE de 20 ans signée avec l'OEO dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario. TCPL prévoit une mise en service entre la fin de 2012 et le milieu de 2013, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

**Bécancour** En juin 2011, Hydro-Québec a informé TCPL qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger jusqu'en 2012 l'entente visant l'interruption complète de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. Aux termes de l'entente d'interruption, 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 de capacité d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal, alors que la production d'énergie et les paiements à cet égard sont interrompus.

**Ravenswood** La manière dont le NYISO a appliqué les règles d'établissement des prix pour une nouvelle centrale récemment entrée en service sur le marché new-yorkais de la zone J depuis juillet 2011 a eu une incidence négative sur les prix au comptant à l'égard des ventes de capacité. TCPL est d'avis que cette application des règles d'établissement des prix par le NYISO contrevient directement à une série d'ordonnances de la FERC qui stipule la façon dont doit être traitée la capacité de nouveaux participants au marché lorsqu'il s'agit d'établir les prix de capacité. TCPL et d'autres parties ont déposé des plaintes officielles auprès de la FERC, actuellement en instance. Les décisions qui seront rendues à l'égard de ces plaintes et l'incidence de ce qu'il en découlera à long terme sur Ravenswood ne sont pas connues.

Au cours du troisième trimestre de 2011, le processus de rajustement de la courbe de la demande a été mené à terme après acceptation par la FERC du dépôt de conformité du NYISO le 22 septembre 2011. Les taux associés à la courbe de la demande s'en sont trouvés augmentés jusqu'en 2014. Jusqu'à ce que soit réglée la question présentée plus haut au sujet des mesures prises par le NYISO par rapport aux nouveaux prix unitaires, il est prévu que les prix de capacité demeureront volatils.

Après la conclusion de l'acquisition de Ravenswood en août 2008, TCPL a connu une situation l'obligeant à mettre hors service l'unité 30 de cette centrale, d'une puissance de 981 MW. L'unité a été remise en exploitation en mai 2009. TCPL a intenté des actions contre les assureurs afin de se prévaloir de ses droits aux termes des polices d'assurance souscrites et les instances suivent leur cours.

**Projets de lignes de transport d'électricité** En juin 2011, Zephyr a résilié les ententes précédemment conclues avec des expéditeurs éventuels du fait que les parties n'ont pas été en mesure d'en arriver à une entente au sujet de certaines questions commerciales clés. En juillet 2011, l'un des expéditeurs éventuels a exercé ses droits contractuels de faire l'acquisition de la totalité du projet Zephyr auprès de TCPL.

## 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 installations de production d'électricité de TCPL sont exposées à la volatilité des prix des produits de base pour ce qui est des établissements énergétiques de l'Ouest en Alberta et des établissements énergétiques des États-Unis en Nouvelle-Angleterre et à New York. En général les résultats de ces entreprises dépendent des conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande d'électricité ainsi que des prix du gaz naturel puisque, la plupart du temps, les prix de l'électricité sont dictés par les centrales alimentées au gaz naturel. Des périodes prolongées de prix faibles pour le gaz imposeront habituellement une pression à la baisse sur les résultats de ces installations. La centrale de Coolidge, qui fait partie des établissements énergétiques de l'Ouest, et le portefeuille des actifs de TCPL dans l'Est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité, et ne sont pas sujets à la fluctuation des prix des produits de base. Il est plus loin question de l'exposition de Bruce Power à la variation des prix de l'électricité.

Les ventes d'électricité sur le marché au comptant de volumes non visés par des contrats, en Alberta et dans le Nord-Est des États-Unis, peuvent être touchées par l'instabilité des prix, ce qui influe directement sur le résultat. Afin d'atténuer un tel risque, une partie de l'offre de TCPL est réservée pour répondre aux exigences de contrats de vente à moyen ou à long terme, mais une partie est conservée afin d'atténuer les incidences financières d'arrêts d'exploitation imprévus et pour se doter d'une souplesse 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. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats à terme sont signés aux prix qui prévalent alors sur le marché.

Aux termes d'une entente avec l'OEO, 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. Bruce B a également conclu des contrats de vente à prix fixe avec des tiers qui font qu'elle reçoit la différence entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. 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. À compter du 1<sup>er</sup> juin 2012, toute la production de Bruce A sera assujettie aux prix du marché au comptant, et ce jusqu'à la remise en service complète des réacteurs 1 et 2.

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.

**Paiements de capacité pour les installations énergétiques des États-Unis** 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, l'offre disponible et les variations de la demande prévue. Ces dernières années, le repli de l'économie a entraîné une diminution de la demande qui, avec l'accroissement de l'offre sur ces marchés, a été à l'origine de pressions à la baisse sur les prix de la capacité. En septembre 2011, le processus de rajustement de la courbe de la demande pour la zone de marché J de New York a été mené à terme pour les périodes de capacité de 2011 à 2014, et a entraîné une hausse des taux associés. Cette hausse des taux a toutefois été plus que neutralisée par le traitement imprévu des prix de capacité appliqué par le NYISO à certains nouveaux participants au marché en 2011, une question qui continue de faire l'objet d'une plainte en instance déposée auprès de la FERC. Un complément d'information est présenté sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux ».

**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 de l'imposition 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 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 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, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, d'imputations inéquitables de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix de 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 prend une part active aux instances réglementaires officielles et informelles, et exerce ses droits en justice au besoin.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Gestion des risques et instruments financiers » et « Autres risques » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques en rapport avec l'entreprise d'énergie.

## ÉNERGIE – PERSPECTIVES

La dynamique du marché albertain de l'électricité fait que l'offre et la demande se resserrent rapidement. Sous la poussée d'arrêts de production imprévus et d'un accroissement de la demande, en particulier en périodes de pointe, le prix de réseau commun moyen en 2011 est passé à 77 \$/MWh alors qu'il était de 51 \$/MWh en 2010. La demande d'électricité en Alberta s'est accrue compte tenu de la croissance économique du secteur gazier et dans la région des sables bitumineux, ainsi que de la croissance de la population à l'échelle de la province. Au cours de la prochaine décennie, il est prévu que de nouveaux projets dans la région des sables bitumineux et les travaux d'aménagement connexes continuent d'être les moteurs de la forte croissance économique albertaine. Les prévisions de l'Alberta Electric System Operator indiquent des taux de croissance de la demande d'électricité de 3,2 % par année au cours des 20 prochaines années et un besoin en nouvelle production supérieur à 11 000 MW. Cette situation donnera l'occasion à TCPL de prendre part à de nouveaux projets de production d'électricité et à d'autres projets d'infrastructure. À l'heure actuelle, les faibles prix du gaz favorisent les centrales alimentées au gaz naturel, qui deviennent ainsi très concurrentielles pour répondre aux futurs besoins de production prévus.

La demande moyenne d'électricité en Ontario en 2011 a régressé de 0,5 % par rapport à ce qu'elle était en 2010. De nouveaux projets d'énergie renouvelable ont été mis en service en 2011, et l'IESO prévoit l'arrivée sur le marché de 2 500 MW supplémentaires d'ici le début de 2013 en raison de la construction de nouvelles installations et de la remise en état de centrales existantes. Cette poussée de l'offre, alliée aux plus faibles prix du gaz naturel et à une croissance économique d'à peine 2 % en Ontario en 2011, a été à l'origine d'une diminution du prix horaire moyen de l'énergie dans cette province, qui est passé de 36 \$/MWh en 2010 à 30 \$/MWh en 2011. L'IESO prévoit une reprise de la demande d'électricité en 2012, mais l'augmentation des taux futurs de la demande d'électricité devrait demeurer modeste puisque le retour des industries perdues pendant la récession, grandes consommatrices d'énergie, n'est pas attendu. Les actifs actuels de TCPL dans le secteur de l'énergie en Ontario sont en grande partie à l'abri de ces changements touchant les prix du marché de l'électricité compte tenu de contrats signés avec l'OEO.

La demande moyenne d'électricité en Nouvelle-Angleterre a quelque peu diminué en 2011 alors que l'approvisionnement à partir de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel a augmenté d'environ 800 MW. En tenant compte aussi de la régression des prix du gaz naturel et de la faiblesse de la croissance économique en 2011, ce nouvel équilibre de l'offre et de la demande a entraîné une légère diminution des prix de l'électricité comparativement à ceux de l'exercice précédent. En 2011, le prix moyen de l'électricité de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre s'établissait à 47 \$ US/MWh alors qu'il atteignait plus ou moins 50 \$ US/MWh en 2010. L'ISO de la Nouvelle-Angleterre prévoit un retour à la croissance du marché de l'électricité, de plus ou moins 1 % par année au cours des années à venir, compte tenu d'une modeste progression de l'économie.

Pour la ville de New York, la demande moyenne d'électricité a un peu baissé en 2011 alors que l'approvisionnement à partir de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel a augmenté de quelque 550 MW. En tenant par ailleurs compte du recul des prix du gaz naturel, de la faiblesse de la croissance économique en 2011 et du taux de chômage qui continuent d'être élevés dans cette ville, le nouvel équilibre de l'offre et de la demande a été à l'origine d'un léger recul des prix de l'électricité comparativement à ceux de l'exercice précédent. En 2011, le prix moyen de l'électricité du NYISO de la ville de New York s'établissait à 51 \$ US/MWh contre environ 56 \$ US/MWh en 2010. Le NYISO prévoit un retour à la croissance de la demande d'électricité, de plus ou moins 1 % par année au cours des années à venir, compte tenu d'une modeste poussée de l'économie et de la population.

**Résultats** TCPL s'attend que les résultats découlant des activités de l'entreprise d'énergie en 2012 soient meilleurs que ceux de 2011. Il faudra alors tenir compte de l'incidence positive du résultat sur un exercice complet de Coolidge, de Montagne-Sèche et de la première phase de Gros-Morne, autant d'installations qui sont entrées en service en 2011. Bruce Power sera également à l'origine de meilleurs résultats avec la remise en service du réacteur 2 prévue au premier trimestre de 2012, et celle du réacteur 1 attendue au troisième trimestre de 2012. En outre, l'entrée en service prévue pour les neuf projets d'énergie solaire dont TCPL a fait l'acquisition à la fin de 2011 se situe entre la fin de 2012 et le milieu de 2013, sous réserve de certaines conditions et de l'obtention des approbations requises. La production de ces installations, 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 les résultats qu'aura l'entrée en service de nouveaux actifs puisse être tempérée par les résultats des établissements énergétiques des États-Unis si les prix de capacité à New York demeurent faibles et si les écarts pour le stockage de gaz demeurent eux aussi faibles tout au long de 2012. En outre, la cessation d'exploitation West Shift Plus visant le réacteur 3 depuis le 6 novembre 2011 et qui devrait se poursuivre pendant six mois aura une incidence sur les résultats de Bruce A. Les fluctuations des prix de l'électricité en Alberta auront elles aussi des répercussions sur les résultats de l'entreprise d'énergie en 2012.

Certains résultats attendus en 2012 à la suite de processus d'arbitrage entrepris ou compte tenu de la réglementation qui s'applique pourraient avoir une incidence importante sur les résultats de l'entreprise d'énergie. Plus particulièrement, les mesures prises par la FERC en rapport avec les prix de capacité à New York, et la conclusion des processus d'arbitrage en cours pour Sundance A et Oakville, pourraient avoir une incidence financière importante sur les résultats de l'entreprise d'énergie en 2012.

La capacité disponible des centrales, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, les fluctuations des monnaies et la stabilité générale du secteur de l'énergie constituent d'autres facteurs qui peuvent aussi influencer sur le BAII en 2012. 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.

## SIÈGE SOCIAL

En 2011, la perte au titre du BAII comparatif pour le secteur du siège social a été de 100 millions de dollars, contre 99 millions de dollars en 2010 et 117 millions de dollars en 2009. Les pertes en 2011 et en 2010 sont plus ou moins équivalentes et la baisse des pertes en 2010 par rapport à celles de 2009 découlait surtout du repli des frais de soutien et autres coûts du secteur du siège social.

## AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

<b>INTÉRÊTS DÉBITEURS COMPARABLES</b>			
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	<b>2011</b>	2010	2009
Intérêts comparables sur la dette à long terme <sup>(1)</sup>			
Libellée en dollars CA	<b>490</b>	514	548
Libellée en dollars US	<b>734</b>	680	645
Change	<b>(7)</b>	20	92
	<b>1 217</b>	1 214	1 285
Intérêts divers et amortissement	<b>131</b>	127	59
Intérêts capitalisés	<b>(302)</b>	(587)	(358)
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>1 046</b>	754	986

<sup>(1)</sup> Comprend l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Les intérêts débiteurs comparables en 2011 ont atteint 1 046 millions de dollars, une augmentation de 292 millions de dollars par rapport à ce qu'ils étaient en 2010. L'accroissement est surtout attribuable à une diminution des intérêts capitalisés après l'entrée en service de Keystone et de Coolidge en 2011 ainsi que celle de Halton Hills vers la fin de 2010. Les intérêts comparables sur les titres d'emprunt à long terme ont été plus élevés en 2011 comparativement à 2010, principalement en raison de l'émission de nouveaux titres de 1,0 milliard de dollars US en septembre 2010 et de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010. Cette situation a été neutralisée par le repli du dollar US et la baisse des intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars canadiens compte tenu de l'arrivée à échéance de certains de ces titres. Les intérêts divers et l'amortissement en 2011 ont profité de l'incidence favorable d'un relèvement des gains attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels TCPL avait recours pour gérer le risque lié à la fluctuation des taux d'intérêt.

En 2010, les intérêts débiteurs comparables avaient diminué de 232 millions de dollars et s'étaient 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 canadiens avaient diminué en 2010, 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 avaient 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 avait été partiellement neutralisée par le fléchissement du dollar US. En 2010, les intérêts divers et l'amortissement avaient 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. Les intérêts débiteurs avaient 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 de Keystone et la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A.

En 2011, les intérêts créditeurs et autres comparables se sont établis à 60 millions de dollars, contre 94 millions de dollars en 2010 et 119 millions de dollars en 2009. Comparativement à 2010, la baisse en 2011 a été principalement causée par la diminution des gains sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Quant à la baisse de 2010 par rapport à 2009, elle était principalement le résultat de l'incidence positive du fléchissement du dollar US à sa conversion sur les soldes des fonds de roulement au cours des deux exercices, et des gains réalisés en 2010 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition aux fluctuations des taux de change.

Les impôts sur le bénéfice comparables ont été respectivement de 566 millions de dollars, 385 millions de dollars et 395 millions de dollars en 2011, 2010 et 2009. La progression de 181 millions de dollars en 2011 comparativement à 2010 est principalement due à la remontée du bénéfice avant les impôts et à de plus grands ajustements d'impôts favorables en 2010 comparativement à 2011. En 2011 et en 2010, la société a constaté des économies d'impôts exigibles avec une provision pour les impôts futurs compensatoire en raison de l'amortissement imprévu aux fins des

impôts sur le bénéfice aux États-Unis du pipeline Bison, entré en service en janvier 2011, et des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement jusqu'à Cushing de Keystone, respectivement entrés en service en juin 2010 et en février 2011. Le recul de 10 millions de dollars entre 2009 et 2010 s'explique principalement par la progression du résultat avant les impôts sur le bénéfice, annulée en partie par la hausse des ajustements d'impôts favorables en 2010.

En 2011, les participations sans contrôle ont atteint 107 millions de dollars, contre 93 millions de dollars en 2010 et 74 millions de dollars en 2009. L'augmentation de 14 millions de dollars en 2011 comparativement à 2010 est surtout attribuable à la vente d'une participation de 25 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP, et à la réduction de la participation de la société dans TC PipeLines, LP en mai 2011. Elle a été partiellement neutralisée par l'incidence du fléchissement du dollar US en 2011. La progression en 2010 par rapport à 2009 était principalement le fruit d'une hausse du bénéfice de TC PipeLines, LP en raison du relèvement des produits de Northern Border et de l'acquisition de North Baja par TC PipeLines, LP, et elle a été contrée en partie par l'incidence du fléchissement du dollar US en 2010.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

TCPL est d'avis que sa situation financière 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. La situation de trésorerie de TCPL est appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, par la disponibilité de soldes de trésorerie, et par des facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US arrivant à échéance respectivement en novembre 2012, octobre 2016, octobre 2012 et février 2013. Ces facilités appuient les trois programmes de papier commercial de la société. En outre, au 31 décembre 2011, la quote-part de TCPL de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL s'établissait à 0,1 milliard de dollars et les échéances tombaient en 2012 et en 2016. Toujours au 31 décembre 2011, TCPL disposait de fonds de 1,25 milliard de dollars et 4,0 milliards 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 ( <i>en millions de dollars</i> )	2011	2010	2009
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	3 572	3 279	3 044
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	282	(256)	(88)
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>3 854</b>	<b>3 023</b>	<b>2 956</b>

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

## POINTS SAILLANTS

### Activités d'investissement

- Pour la période de trois ans close le 31 décembre 2011, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, ont totalisé environ 15 milliards de dollars.

### Dividendes

- Le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2012, un dividende d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 mars 2012. Le dividende est payable le 30 avril 2012. Le conseil d'administration a en outre déclaré un dividende de 0,70 \$ par action sur les actions privilégiées de série U et de série Y de TCPL pour les périodes qui seront closes respectivement le 30 avril 2012 et le 1<sup>er</sup> mai 2012. Le dividende sur les actions

privilégées de série U et de série Y est payable respectivement le 30 avril et le 1<sup>er</sup> mai 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 mars 2012.

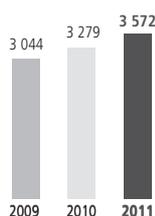
## FLUX DE TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL

### Flux de trésorerie liés à l'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont atteint 3,9 milliards de dollars en 2011 comparativement à 3,0 milliards de dollars en 2010 et 3,0 milliards de dollars en 2009. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation représentent les fonds provenant de l'exploitation, déduction faite des variations du fonds de roulement d'exploitation.

### Fonds provenant de l'exploitation

Fonds provenant de l'exploitation  
(en millions de dollars)

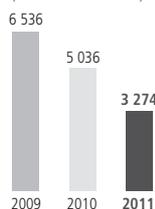


Les fonds provenant de l'exploitation en 2011 ont atteint 3,6 milliards de dollars, comparativement à 3,3 milliards de dollars en 2010 et 3,0 milliards de dollars en 2009. L'augmentation en 2011 par rapport à 2010 découle principalement de l'accroissement de la trésorerie, déduction faite de la baisse des économies d'impôts sur le bénéfice attribuable à l'amortissement imprévu aux fins des impôts sur le bénéfice aux États-Unis constatée en 2011 comparativement à 2010. L'augmentation en 2010 par rapport à 2009 découlait principalement d'une économie d'impôts sur le bénéfice exigibles attribuable à l'amortissement imprévu aux fins des impôts sur le bénéfice aux États-Unis des actifs de Keystone mis en service en juin 2010.

Au 31 décembre 2011, le passif à court terme de TCPL atteignait 5,9 milliards de dollars alors que son actif à court terme s'établissait à 4,4 milliards de dollars pour un manque au fonds de roulement de 1,5 milliard de dollars. La société est d'avis que cet écart peut être géré compte tenu de sa capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, de son accès à des facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées supérieures à 4,0 milliards de dollars dont il est question plus haut, ainsi qu'à son accès continu aux marchés financiers.

### Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et acquisitions, y compris la dette prise en charge  
(en millions de dollars)



Les dépenses en immobilisations se sont établies à 3,3 milliards de dollars en 2011, comparativement à 5,0 milliards de dollars en 2010 et à 5,4 milliards de dollars en 2009. En 2011, 2010 et 2009, les dépenses visaient surtout la réalisation des prolongements de Wood River et Patoka et de Cushing de Keystone, la progression de Keystone XL, la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 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.

### Activités de financement

En 2011, TCPL a émis des billets à moyen terme échéant en 2021 pour une valeur de 500 millions de dollars et d'autres échéant en 2041 pour une valeur de 250 millions de dollars, ainsi que des billets de premier rang échéant en 2021 pour une valeur de 350 millions de dollars US. En outre, la société a prélevé un montant total de 0,5 milliard de dollars US sur ses facilités existantes et a racheté ou remboursé des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,3 milliard de dollars.

En 2011, la quote-part de la société des titres d'emprunt à long terme des coentreprises émis et remboursés a été de 48 millions de dollars dans le premier cas et de 102 millions de dollars dans le second. Par ailleurs, le montant des billets à payer a diminué de 218 millions de dollars en 2011.

Au 31 décembre 2011, 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 consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de 2,0 milliards de dollars échéant en octobre 2016, à l'appui du programme de papier commercial canadien de TCPL et entièrement disponible au 31 décembre 2011;
- une facilité de crédit consortiale confirmée et renouvelable de 300 millions de dollars US échéant en février 2013 et entièrement accessible au 31 décembre 2011, cette facilité faisant partie d'une facilité de crédit initiale de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA ») établie en 2007 et qui a depuis été réduite au moyen de remboursements d'emprunts à terme de 200 millions de dollars US en août 2011 et de 500 millions de dollars US en janvier 2012;
- 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 2012, à l'appui d'un programme de papier commercial en dollars US de TCPL USA consacré au financement d'une partie des dépenses en immobilisations de Keystone, et cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2011;
- une facilité de crédit de TCPL USA consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de 1,0 milliard de dollars US échéant en octobre 2012, à l'appui d'un programme de papier commercial en dollars US de TCPL USA établi en décembre 2011 et entièrement accessible au 31 décembre 2011;
- des lignes à vue totalisant 802 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 468 millions de dollars pour des lettres de crédit au 31 décembre 2011.

En mai 2011, TCPL a vendu à TC Pipelines, LP des participations de 25 % dans GTN LLC et dans Bison LLC, une opération d'une valeur totale de 605 millions de dollars US, montant qui comprend une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de la dette de GTN LLC. GTN LLC et Bison LLC possèdent respectivement les gazoducs GTN et Bison. Par la suite, la participation de TCPL dans TC Pipelines, LP a été ramenée à 33,3 % en raison de l'émission publique de parts ordinaires par TC Pipelines, LP, comme il en est fait mention plus loin sous la rubrique « Activités de financement – Capitaux propres en 2011 ».

La société est d'avis qu'elle est en mesure de financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie qu'elle-même génère, à son accès continu aux marchés financiers et à ses liquidités, le tout appuyé par des facilités de crédit confirmées de plus de 4 milliards de dollars. La souplesse financière de TCPL est d'autant plus grande compte tenu des occasions de gestion de portefeuille qui se présentent, notamment avec la participation régulière de TC Pipelines, LP.

### **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 2011, TransCanada a émis des billets à escompte en faveur de TCPL d'un montant de 2,8 milliards de dollars. Ces billets sont assortis d'un taux d'intérêt équivalant aux taux du papier commercial en vigueur, ils échoient en juin 2012 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 à d'autres fins générales. Au 31 décembre 2011, l'encours de cette facilité était de 0,7 million de dollars (2,7 milliards de dollars en 2010). La facilité échoit le 15 décembre 2012.

En septembre 2010, TCPL a augmenté le montant d'une facilité de crédit renouvelable et remboursable à vue établie 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 et elle sera affectée à des fins générales de la société. Au 31 décembre 2011, l'encours de cette facilité était de 1,4 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2010).

En 2011, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 140 millions de dollars en intérêts débiteurs (70 millions de dollars en 2010; 52 millions de dollars en 2009) et des intérêts créditeurs de 35 millions de dollars (19 millions de dollars en 2010; 20 millions de dollars en 2009) en raison des opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2011, les créditeurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars (6 millions de dollars en 2010) à payer à TransCanada.

### **Activités de financement – Dette à long terme en 2011**

En novembre 2011, la société a émis des billets à moyen terme échéant en 2021 pour une valeur de 500 millions de dollars et d'autres échéant en 2041 pour une valeur de 250 millions de dollars, et TC PipeLines, LP a émis, en juin 2011, des billets de premier rang échéant en 2021 pour une valeur de 350 millions de dollars US. En outre, la société a prélevé un montant total de 0,5 milliard de dollars US sur ses facilités existantes et a racheté ou remboursé des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,3 milliard de dollars.

### **Activités de financement – Capitaux propres en 2011**

En décembre 2011, TCPL a émis 56,3 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit de 2,4 milliards de dollars. Le produit de cette émission a été affecté en partie au financement de projets d'investissement, à des fins générales de la société et au remboursement de la dette à court terme de TCPL.

En mai 2011, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne en prise ferme prévoyant l'émission de 7 245 000 parts ordinaires, y compris 945 000 parts ordinaires achetées par les preneurs fermes en raison du plein exercice d'une option de surallocation, à un prix de 47,58 \$ US par part. Dans le cadre de cet appel, TCPL a effectué un apport en capital de quelque 7 millions de dollars US afin de maintenir à 2 % sa participation de commandité dans TC PipeLines, LP et n'a acheté aucune autre part. Compte tenu de l'offre de parts ordinaires effectuée, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 %.

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

Le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires 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 ordinaires et privilégiées de TransCanada et 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. TransCanada se réserve le droit de remplir ses obligations au titre du RDA en émettant des actions ordinaires sur le capital à un escompte pouvant atteindre 5 % ou en achetant des actions sur le marché libre. Depuis les dividendes déclarés en avril 2011, les actions ordinaires obtenues au moyen de dividendes au comptant réinvestis sont acquises sur le marché libre à 100 % du cours d'achat moyen pondéré. Auparavant, les actions ordinaires obtenues au moyen de dividendes au comptant réinvestis étaient émises sur le capital à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. L'escompte avait été fixé à 3 % en 2009 et en 2010, et il a été ramené à 2 % avec les dividendes déclarés en février 2011.

### **Dividendes**

En 2011, des dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées s'élevant à 1,2 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2010; 998 millions de dollars en 2009) ont été versés. L'accroissement des dividendes versés en 2011 comparativement à 2010 découle principalement du nombre supérieur d'actions ordinaires en circulation.

En février 2012, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2012, un dividende d'un montant total égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 mars 2012. Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes réguliers de 0,70 \$ par action sur les actions privilégiées de série U et de série Y de TCPL payables aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 mars 2012.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

### *Obligations et engagements*

Au 31 décembre 2011, le total de la dette à long terme de la société était de 18,6 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 17,9 milliards de dollars et des billets subordonnés de rang inférieur de 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2010. 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 0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2011, contre 0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2010. Le total des billets à payer, y compris la quote-part de TCPL des billets à payer des coentreprises, s'établissait à 1,9 milliard de dollars au 31 décembre 2011 et atteignait 2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2010. TCPL a en outre 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		Paiements en fonction de l'échéance			
		Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 à 5 ans
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)					
Dette à long terme <sup>(1)</sup>	20 204	950	1 926	2 467	14 861
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	194	18	42	57	77
Contrats de location-acquisition <sup>(2)</sup>	735	79	152	143	361
Obligations d'achats	9 152	1 650	2 905	1 568	3 029
Autres passifs à long terme figurant au bilan	911	17	35	39	820
	31 196	2 714	5 060	4 274	19 148

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> 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 elles 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 2011 atteignait 394 millions de dollars (363 millions de dollars en 2010; 384 millions de dollars en 2009).

Au 31 décembre 2011, 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		Paiements en fonction de l'échéance				
		Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)						
Dette à long terme	18 567	935	1 874	2 311	13 447	
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	–	–	–	1 009	
Dette à long terme des coentreprises	628	15	52	156	405	
	20 204	950	1 926	2 467	14 861	

PAIEMENTS D'INTÉRÊT		Paiements en fonction de l'échéance				
		Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)						
Dette à long terme	16 541	1 180	2 227	1 989	11 145	
Billets subordonnés de rang inférieur <sup>(1)</sup>	355	65	129	129	32	
Dette à long terme des coentreprises	343	48	89	77	129	
	17 239	1 293	2 445	2 195	11 306	

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

Au 31 décembre 2011, les obligations d'achat futures de la société s'établissaient approximativement de la façon précisée ci-après.

OBLIGATIONS D'ACHAT <sup>(1)</sup>		Paiements en fonction de l'échéance				
		Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)						
<b>Gazoducs</b>						
Transport par des tiers <sup>(2)</sup>	482	130	133	108	111	
Dépenses en immobilisations <sup>(3)(4)</sup>	250	248	2	–	–	
Autres	1	1	–	–	–	
<b>Oléoducs</b>						
Dépenses en immobilisations <sup>(3)(5)</sup>	992	98	894	–	–	
Autres	48	4	8	8	28	
<b>Énergie</b>						
Achats de produits de base <sup>(6)</sup>	5 121	666	1 201	1 221	2 033	
Dépenses en immobilisations <sup>(3)(7)</sup>	290	234	56	–	–	
Autres <sup>(8)</sup>	1 928	254	587	231	856	
<b>Siège social</b>						
Technologie de l'information et autres	40	15	24	–	1	
	9 152	1 650	2 905	1 568	3 029	

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

<sup>(2)</sup> Les taux sont principalement fondés sur les niveaux connus pour 2011. Au-delà de 2011, 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 fonds provenant de 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 principalement trait à Keystone XL.
- (6) Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables et font exclusion des instruments dérivés. 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. Comprend en outre l'obligation d'achat d'énergie solaire en Ontario.

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 2012, TCPL s'attend à capitaliser ses régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD ») pour environ 119 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 31 millions de dollars. Au-delà de ces cotisations, la société prévoit fournir aux régimes PD une lettre de crédit de 48 millions de dollars en 2012. En 2011, le total des contributions au comptant à la capitalisation s'est élevé à 93 millions de dollars, auquel montant avait été greffé une lettre de crédit de 27 millions de dollars pour la capitalisation du régime PD. La quote-part de TCPL des contributions à la capitalisation au comptant attendues des coentreprises en 2012 à l'égard de leurs propres régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se situe respectivement à environ 73 millions de dollars et 7 millions de dollars, contre des contributions totales de 59 millions de dollars en 2011.

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<sup>er</sup> janvier 2013. Compte tenu de la conjoncture en cours, TCPL prévoit que la capitalisation requise pour ces régimes continuera de se situer au niveau prévu pour 2012 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 2012 augmentera par rapport à 2011, 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 95 millions de dollars, et la société prévoit à ce chapitre des versements de 88 millions de dollars en 2012 et de 7 millions de dollars en 2013.

### **Énergie solaire en Ontario**

En décembre 2011, la signature d'une entente visant l'acquisition de neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars a été rendue publique. TCPL fera l'acquisition de chacun des projets après leur entrée en exploitation, une fois les travaux de construction terminés et les essais de réception effectués, conformément aux termes d'une CAE de 20 ans signée avec

l'OEO dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario. La mise en service est prévue entre la fin de 2012 et le milieu de 2013, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

### **Éventualités**

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2011, la société avait constaté quelque 49 millions de dollars (59 millions de dollars en 2010) 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, les évaluations 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 procédures, processus d'arbitrage 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.

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A avaient été mis hors service et TransAlta a invoqué un cas de force majeure en janvier 2011. En février 2011, TransAlta a informé TCPL qu'elle avait établi qu'il n'était pas rentable de remplacer ni de réparer les groupes électrogènes 1 et 2, et que la CAE de Sundance A devrait par conséquent être résiliée. TCPL s'est inscrite en faux dans les deux cas, soit celui de force majeure et celui de destruction économique, aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévu dans la CAE, et les deux questions seront entendues dans le cadre d'un seul processus d'arbitrage exécutoire. À cette fin, le groupe d'arbitrage a décidé de la tenue d'une audience en avril 2012. En supposant que l'audience ne se prolonge pas au-delà de la période prévue, TCPL s'attend à une décision au milieu de 2012. Elle a continué de constater produits et coûts tout au long de 2011 car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement selon les termes prévus dans la CAE. La société ne croit pas que le cas de force majeure invoqué par TransAlta réponde à la définition d'un tel cas ou à la définition de destruction que donne la CAE, et elle a donc constaté un BAIIA de 156 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain, mais TCPL est d'avis que la question sera réglée en sa faveur.

### **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 des durées qui 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 est évaluée à 863 millions de dollars au 31 décembre 2011. La juste valeur estimative de ces garanties de Bruce Power était évaluée à 29 millions de dollars au 31 décembre 2011. 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 2011, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant de ces assurances données variait de 182 millions de dollars à un maximum de 498 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties était évaluée à 7 millions de dollars au 31 décembre 2011 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 l'audit interne. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques financiers et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit 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 normalisés 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, et les variations de la juste valeur sont 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 et du gaz naturel. 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 les risques liés à l'exploitation et au prix de son portefeuille d'actifs.

- La société achète une partie du gaz naturel 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 engagements de ventes d'électricité, la société produit de l'électricité ou achète de l'électricité aux termes de contrats, ce qui réduit par le fait même 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.

#### ***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.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation 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 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) (9,8 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) en 2010) et une juste valeur de 12,7 milliards de dollars (12,5 milliards de dollars US) (11,3 milliards de dollars (11,4 milliards de dollars US) en 2010). Au 31 décembre 2011, un montant de 79 millions de dollars (néant au 31 décembre 2010) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 66 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 15 millions de dollars (néant au 31 décembre 2010) a été inclus dans les débiteurs et un montant de 41 millions de dollars (néant au 31 décembre 2010) a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

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

Actif (passif)	2011		2010	
	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital
Aux 31 décembre (en millions de dollars)				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2012 à 2018)	93	3 850 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2012)	(4)	725 US	2	100 US
	<b>89</b>	<b>4 575 US</b>	181	2 900 US

<sup>(1)</sup> 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 doivent 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 2011 (12 millions de dollars en 2010).

### 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 instruments financiers conclus 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 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 réduisent 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, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, 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 les postes Débiteurs et autres et Actifs disponibles à la vente du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté sous la rubrique « Justes valeurs » de la présente note. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou le risque couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. Au 31 décembre 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable au cours de l'exercice.

Au 31 décembre 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 274 millions de dollars (317 millions de dollars en 2010) à recevoir d'une contrepartie. 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.

En août 2011, la société a reçu des distributions finales de 2,1 millions d'actions ordinaires à la suite de réclamations antérieures dans le cadre de la faillite de Calpine Corporation en 2005. Ces actions ont été vendues sur le marché libre pour des gains totaux de 30 millions de dollars avant les impôts au titre desquels la société a constaté des gains avant les impôts de 15 millions de dollars en 2010. En 2008, la société avait reçu 15,5 millions d'actions ordinaires qui ont été vendues sur le marché libre pour 279 millions de dollars. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills PipeLines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en 2008 et 2009 et ils ont été transmis aux expéditeurs de ces réseaux en 2008 et 2009.

### 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 continue de gérer 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, tel qu'il est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » de la présente note.

Au 31 décembre 2011, les lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 1,0 milliard de dollars US, 300 millions de dollars US et 2,0 milliards de dollars échéant respectivement en octobre 2012, en novembre 2012, en février 2013 et en octobre 2016. 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, et elle a récemment entrepris un programme de papier commercial aux États-Unis.

### 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 afin de maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2011 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)	2011	2010
Billets à payer	1 863	2 081
Montant net à (recevoir de) rembourser à TransCanada	(750)	1 340
Dette à long terme	18 567	17 922
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	985
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(630)	(648)
Dette nette	20 059	21 680
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle	1 076	768
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	18 462	15 747
Total des capitaux propres	19 538	16 515
	39 597	38 195

### Justes valeurs

La valeur comptable de certains instruments financiers comprise 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 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 et au gaz naturel 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 juste 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)	2011		2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actifs financiers<sup>(1)</sup></b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	740	740	752	752
Débiteurs et autres <sup>(2)(3)</sup>	1 595	1 639	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	750	750	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	23	23	20	20
	<b>3 108</b>	<b>3 152</b>	3 699	3 739
<b>Passifs financiers<sup>(1)(3)</sup></b>				
Billets à payer	1 880	1 880	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés <sup>(4)</sup>	1 536	1 536	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	–	–	2 703	2 703
Intérêts courus	375	375	361	361
Dette à long terme	18 567	23 757	17 922	21 523
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	1 027	985	992
Dette à long terme des coentreprises	822	940	866	971
	<b>24 189</b>	<b>29 515</b>	26 373	30 086

<sup>(1)</sup> Le bénéfice net consolidé en 2011 comprenait des pertes de 13 millions de dollars (pertes 8 millions de dollars en 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 2010) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers dérivés.

<sup>(2)</sup> Au 31 décembre 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 284 millions de dollars (1 280 millions de dollars en 2010) dans les débiteurs, de 41 millions de dollars (40 millions de dollars en 2010) dans les autres actifs à court terme et de 293 millions de dollars (264 millions de dollars en 2010) dans les actifs incorporels et autres actifs.

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

<sup>(4)</sup> Au 31 décembre 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 494 millions de dollars (1 414 millions de dollars en 2010) dans les créditeurs et de 42 millions de dollars (30 millions de dollars en 2010) 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 2011.

<b>Remboursements contractuels des passifs financiers<sup>(1)</sup></b>					
<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2012	2013 et 2014	2015 et 2016	2017 et par la suite
Billets à payer	1 880	1 880	–	–	–
Dettes à long terme	18 567	935	1 874	2 311	13 447
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	–	–	–	1 009
Dettes à long terme des coentreprises	822	33	94	213	482
	22 278	2 848	1 968	2 524	14 938

<sup>(1)</sup> 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			
		2012	2013 et 2014	2015 et 2016	2017 et par la suite
Dettes à long terme	16 541	1 180	2 227	1 989	11 145
Billets subordonnés de rang inférieur	355	65	129	129	32
Dettes à long terme des coentreprises	343	48	89	77	129
	17 239	1 293	2 445	2 195	11 306

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société pour 2011, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2011			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	213 \$	176 \$	3 \$	22 \$
Passifs	(212)\$	(212)\$	(14)\$	(22)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	23 500	103	–	–
Ventes	23 158	82	–	–
En dollars CA	–	–	–	684
En dollars US	–	–	1 269 US	250 US
Swaps de devises	–	–	47/37 US	–
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice <sup>(4)</sup>	(3)\$	(50)\$	(4)\$	1 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice <sup>(4)</sup>	58 \$	(74)\$	10 \$	10 \$
Dates d'échéance	2012-2018	2012-2016	2012	2012-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	42 \$	3 \$	– \$	13 \$
Passifs	(277)\$	(22)\$	(38)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	17 188	8	–	–
Ventes	9 217	–	–	–
En dollars US	–	–	91 US	600 US
Swaps de devises	–	–	136/100 US	–
Pertes nettes réalisées de l'exercice <sup>(4)</sup>	(150)\$	(17)\$	– \$	(16)\$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

(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 (« Gpi<sup>3</sup> »).

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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

13 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. En 2011, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 7 millions de dollars, étaient inclus dans les intérêts débiteurs. En 2011, 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.

- <sup>(6)</sup> En 2011, le bénéfice net comprenait des pertes de 3 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2011, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. 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 2011. 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>(en millions de dollars)</i>	Total	2012	2013 et 2014	2015 et 2016	2017 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	414	282	123	9	–
Passifs	(460)	(292)	(151)	(17)	–
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	217	121	91	5	–
Passifs	(408)	(208)	(135)	(50)	(15)
	(237)	(97)	(72)	(53)	(15)

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société pour 2010, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

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

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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, étaient 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 reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. 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)	2011	2010
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	<b>404</b>	273
Créiteurs	<b>(502)</b>	(337)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs (note 9)	<b>213</b>	374
Montants reportés (note 11)	<b>(352)</b>	(282)

### 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 l'électricité était de 35 millions de dollars au 31 décembre 2011 (48 millions de dollars en 2010). Ces contrats échoient entre 2012 et 2018. La quote-part des valeurs nominales des volumes des ventes d'électricité liée à ce risque revenant à la société s'établissait à 2 979 GWh au 31 décembre 2011 (3 772 GWh en 2010). La quote-part des valeurs nominales des volumes des achats d'électricité liée à ce risque revenant à la société était de 1 595 GWh au 31 décembre 2011 (2 322 GWh en 2010).

### Instruments dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie

Les renseignements sur la façon dont les instruments dérivés et les activités de couverture influent sur la situation financière, la performance financière et les flux de la trésorerie de la société s'établissent comme suit :

	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêt	
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	<b>(252)</b>	(79)	<b>(59)</b>	(26)	<b>5</b>	10	<b>(1)</b>	(137)
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	<b>61</b>	(7)	<b>100</b>	(21)	–	–	<b>43</b>	32

### Dispositions liées au risque de crédit éventuel

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des assurances financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2011, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 110 millions de dollars (92 millions de dollars en 2010), et la société a fourni à ce titre des garanties de 28 millions de dollars (4 millions de dollars en 2010) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2011, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 82 millions de dollars (88 millions de dollars en 2010). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

### 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, autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données 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 observables. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont déterminées en fonction de données 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 2011 ou en 2010. Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Aux 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)								
Stocks de gaz naturel	–	–	<b>29</b>	49	–	–	<b>29</b>	49
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	–	–	<b>35</b>	28	–	–	<b>35</b>	28
Contrats de change	<b>11</b>	10	<b>131</b>	179	–	–	<b>142</b>	189
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	–	<b>244</b>	269	<b>2</b>	5	<b>246</b>	274
Contrats sur produits de base pour le gaz	<b>124</b>	93	<b>55</b>	56	–	–	<b>179</b>	149
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	–	–	<b>(23)</b>	(47)	–	–	<b>(23)</b>	(47)
Contrats de change	<b>(13)</b>	(11)	<b>(89)</b>	(54)	–	–	<b>(102)</b>	(65)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	–	<b>(465)</b>	(299)	<b>(15)</b>	(8)	<b>(480)</b>	(307)
Contrats sur produits de base pour le gaz	<b>(208)</b>	(178)	<b>(26)</b>	(15)	–	–	<b>(234)</b>	(193)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	<b>23</b>	20	–	–	–	–	<b>23</b>	20
	<b>(63)</b>	(66)	<b>(109)</b>	166	<b>(13)</b>	(3)	<b>(185)</b>	97

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)</i>	Instruments dérivés <sup>(1)</sup>
Solde au 31 décembre 2009	(2)
Nouveaux contrats <sup>(2)</sup>	(16)
Règlements	(3)
Transferts au troisième niveau <sup>(3)</sup>	3
Transferts du troisième niveau <sup>(3)(4)</sup>	(38)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	14
Variation de la juste valeur des instruments dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	39
Solde au 31 décembre 2010	(3)
<b>Nouveaux contrats<sup>(2)</sup></b>	<b>1</b>
<b>Règlements</b>	<b>1</b>
<b>Transferts du troisième niveau<sup>(3)(4)</sup></b>	<b>(1)</b>
<b>Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net</b>	<b>1</b>
<b>Variation de la juste valeur des instruments dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(12)</b>
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	<b>(13)</b>

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

<sup>(2)</sup> Au 31 décembre 2011, 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 était de néant (1 million de dollars en 2010).

<sup>(3)</sup> 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 sont observables.

<sup>(4)</sup> Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 10 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 décembre 2011.

## 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.

### **Risques opérationnels et autres risques commerciaux**

Il existe un certain nombre de risques d'exploitation associés aux entreprises de pipelines et d'énergie de TCPL, notamment les conflits de travail, les pannes ou défaillances de matériel, les actes de terrorisme et les sinistres comme les catastrophes naturelles ou les explosions. L'occurrence ou la persistance de l'une ou l'autre de ces situations pourrait avoir une incidence sur les résultats en raison des coûts connexes de remise en état ou d'une diminution des produits.

La société a adopté des plans d'intervention d'urgence sur la façon de réagir en cas de situations imprévues. Ces plans comprennent 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. TCPL dispose d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer la possibilité de pertes éventuelles découlant de risques opérationnels et d'autres liées à son entreprise. Dans certaines circonstances, ce ne sont pas toutes les situations qui ouvrent droit à indemnisation, ce qui peut avoir une incidence négative sur l'exploitation de la société, ses résultats, ses flux de trésorerie et sa situation financière.

### **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 commerciales et opérationnelles 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 le public et pour l'environnement. Elle s'est aussi engagée à constamment améliorer sa performance en SSE 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 et ses attentes au sujet de la performance en SSE et elle les incitera à améliorer collectivement leur performance et leur culture. 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 (« ISO »), et en matière de santé et de sécurité, sur les normes de la série d'évaluation OHSAS 18001. Le système de gestion de SSE de TCPL se plie aux normes consensuelles du reste de l'industrie ainsi qu'aux programmes de réglementation volontaires, et il respecte les exigences législatives applicables en plus de se conformer à divers autres systèmes de gestion interne. Les ressources sont concentrées sur 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 ou d'envergure en matière de SSE par le truchement de procédés en bonne et due forme de communication de l'information et de gestion des incidents. 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 2009 et n'a pas permis de déceler de problèmes importants. Le système de gestion de SSE est assujéti à un examen continu, de l'interne et de l'extérieur, 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 les employés travaillent. En 2011, un des objectifs de la société consistait à maintenir sa performance en matière de santé et de sécurité d'un exercice au suivant. Dans l'ensemble, les taux de fréquence de la société en ce qui a trait aux questions de sécurité en 2011 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 2012, la société prévoit engager environ 322 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle exploite, ce qui est supérieur d'environ 78 millions de dollars au montant dépensé en 2011 et rend principalement compte de l'essor au chapitre des inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux. 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. La fiche de sécurité pipelinère de TCPL en 2011 a continué d'être plus reluisante que les fiches de référence de l'industrie. TCPL a enregistré deux ruptures de canalisation en 2011, la première dans une zone isolée du nord de l'Ontario sur le réseau pipelinier de la canalisation principale au Canada, et la seconde en un lieu isolé du Wyoming sur le réseau pipelinier Bison.

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 légèrement plus élevées que celles des exercices précédents en raison de l'augmentation des dépenses visant la réparation des dommages découlant de forts débits en 2011 causés par l'ouragan Irene.

### **Environnement**

Les installations de TCPL sont assujetties à des lois et règlements fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux stricts régissant la protection de l'environnement, notamment aux chapitres des émissions atmosphériques, de la qualité de l'eau, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. En général, ces lois et règlements exigent des installations qu'elles obtiennent tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations ou qu'elles se plient à d'autres exigences 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.

Au 31 décembre 2011, TCPL a constaté des passifs de quelque 69 millions de dollars (84 millions de dollars en 2010) à l'égard des obligations de remise en état et des coûts de conformité associés à certains règlements environnementaux. 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.

La société détient 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 gaz à effet de serre (« GES »). TCPL a mis en place des marches à suivre pour respecter 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, pour lesquelles TCPL détient certains droits au titre de CAE. TCPL dispose d'un programme de gestion des 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 les recouvrements de coûts prévus aux contrats, TCPL a inscrit des coûts estimatifs liés aux émissions de GES de 13 millions de dollars pour 2011 (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 2011, 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.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone est entrée en vigueur au milieu de 2008 et s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») associées à la consommation de combustibles fossiles. Les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux postes 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 2011 étaient d'environ 3 millions de dollars (4 millions de dollars en 2010). Le coût par tonne de CO<sub>2</sub> passera de 25 \$ à 30 \$ en juillet 2012.

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 CO<sub>2</sub> visant les producteurs d'électricité et entré en vigueur en janvier 2009. Aux termes de la RGGI, la centrale de Ravenswood et les installations d'OSP étaient tenues de 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'Ocean State Power, et les coûts connexes occasionnés se sont élevés à 4 millions de dollars en 2011 (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.

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.

De façon générale, les risques liés à l'environnement pour les installations exploitées par TCPL comprennent les émissions atmosphériques et de 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 d'hydrocarbures ou d'autres produits chimiques, la production, la manutention et l'élimination de déchets, dangereux ou non, ainsi que les incidences sur l'eau, comme leur évacuation non contrôlée.

Les activités de la société sont assujetties à des lois et règlements environnementaux qui établissent des critères de conformité et des obligations de remise en état. 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 contaminés ou de renseignements supplémentaires à l'égard d'emplacements contaminés 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.

L'incidence des lois, règlements et lignes directrices en matière d'environnement qui ont été récemment adoptés ou qui sont envisagés au palier fédéral, étatique ou provincial, 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.

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 améliorés 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, régionales, étatiques 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. 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.

En août 2011, le gouvernement canadien a publié la première ébauche de règlement spécifique au secteur visant les émissions industrielles de GES. Le règlement ainsi proposé se concentre sur la production d'électricité à partir de centrales alimentées au charbon et exige une norme de rendement équivalente au gaz naturel pour toutes les installations alimentées au charbon qui arrivent à la fin de leur vie utile. Il est prévu que l'ébauche de règlement entre en vigueur en juillet 2015. Cela ne devrait pas poser de risque important ni avoir d'incidence financière importante sur les installations existantes de TCPL et pourrait même présenter de nouvelles occasions d'investissements en production d'électricité. Environnement Canada devrait entreprendre des consultations avec d'autres secteurs, dont celui de la production d'électricité à partir de centrales alimentées au gaz naturel ainsi que celui des installations pétrolières et gazières en amont.

Le travail se poursuit, dans le contexte de la Western Climate Initiative (« WCI »), en vue de la mise en œuvre d'un programme régional de plafond et d'échange. La Californie et le Québec sont les seuls membres de la WCI qui aient adopté un règlement de plafond et d'échange. En décembre 2011, le gouvernement du Québec a adopté le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* dont la première phase entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Le règlement aura une incidence limitée sur la centrale de Bécancour et les gazoducs de TCPL. Pour sa part, l'Air Resources Board de la Californie a adopté un tel règlement en octobre 2011 qui sera appliqué en deux étapes, la première, à compter de 2013, vise toutes les grandes sources industrielles et centrales électriques. La seconde, à compter de 2015, portera sur les distributeurs de gaz naturel et de combustibles de transport ou autres. Le règlement pourrait avoir une incidence sur les importations d'électricité de la société dans cet État.

### **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 constate la juste valeur d'un passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), qui est désactualisée par le truchement de variations des charges d'exploitation. La société a comptabilisé les OMHSI pour des installations 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 des OMHSI 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 aux États-Unis ne peuvent être déterminés. Par conséquent, la société n'a constaté aucun montant relativement aux OMHSI, exception faite de certaines installations qui ne sont plus en exploitation.

L'ICQF de l'ONÉ traite de la cessation d'exploitation des pipelines, notamment des aspects financiers associés à cette question. Le but de cette initiative est de faire en sorte que toutes les sociétés pipelinières 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, d'élaborer une proposition concernant le prélèvement de ces fonds au moyen de droits, et d'en préparer une autre concernant le processus envisagé pour mettre de côté les fonds en question. TCPL a déposé un document présentant les coûts estimatifs de cessation d'exploitation de ses oléoducs et gazoducs au Canada en novembre 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. Par ailleurs, puisque le moment précis de la mise hors service de ces immobilisations ne peut être déterminé, la société n'a constaté aucun montant relativement aux OMHSI.

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 2011, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et 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 2011, 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 prévus 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 principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« 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 2011 et qu'ils fournissaient 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 2011, 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 2011 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

## **CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES**

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, TCPL doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de discernement pour établir ces estimations et hypothèses. TCPL évalue régulièrement les actifs et les passifs associés à ces estimations et hypothèses. Une synthèse des principales conventions comptables de TCPL se trouve à la note 2 des états financiers consolidés. 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 du Canada. 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 à l'offre 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 de certaines charges de gazoducs pour les entreprises réglementées peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR du Canada 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 2011, la société a constaté respectivement 0,2 milliard de dollars dans les actifs réglementaires et 1,4 milliard de dollars dans les autres actifs à court terme et les actifs réglementaires (respectivement 0,3 milliard de dollars et 1,5 milliard de dollars en 2010), ainsi que 0,1 milliard de dollars dans les créditeurs et des passifs réglementaires de 0,3 milliard de dollars (respectivement 0,1 milliard de dollars et 0,3 milliard de dollars en 2010).

## ***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 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, et les modifications à la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net. La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories, et les modifications à la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. 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. 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 contrats qui y sont admissibles, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur et de flux de trésorerie, ainsi que 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, expirent ou prennent fin, ou sont vendus ou annulés.

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. 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. Les variations de la juste valeur des éléments couverts et des éléments de couverture sont 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 d'abord 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 probable 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 au Canada. 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 utilisateurs. Au moment du règlement des couvertures, les gains et les pertes réalisés sont remboursés aux utilisateurs dans le premier cas, perçues 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 dans certaines circonstances, elles peuvent faire fluctuer le bénéfice net.

### ***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 se situant 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 atteint 1 528 millions de dollars en 2011 (1 354 millions de dollars en 2010; 1 377 millions de dollars en 2009) et elle a été constatée dans les résultats des entreprises de gazoducs, d'oléoducs 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 de 2009 à 2011.

### ***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 2011, la société a déclaré un écart d'acquisition de 3,7 milliards de dollars (3,6 milliards de dollars en 2010). L'écart d'acquisition 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 la nécessité, pour la société, de constater une charge au titre de la perte de valeur. Outre les estimations et hypothèses mentionnées plus haut qui sont utilisées par la société pour établir la juste valeur, la réalisation de la juste valeur de Ravenswood dépend en partie d'un règlement favorable à l'égard des mesures prises par le NYISO en rapport avec les prix de capacité, décrites plus en profondeur sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux ». Un règlement défavorable pourrait avoir une incidence négative sur la juste valeur estimative et pourrait, au cours d'exercices ultérieurs, faire diminuer le solde de l'écart d'acquisition de 834 millions de dollars US pour Ravenswood au 31 décembre 2011 (834 millions de dollars US en 2010).

## **MODIFICATIONS COMPTABLES**

### **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2011**

#### ***Regroupements d'entreprises***

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la société a adopté les exigences du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises », qui s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires, la passation en charges des coûts d'acquisition et la présentation accrue d'informations. L'adoption de cette norme n'a eu aucune répercussion sur les états financiers au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date.

#### ***États financiers consolidés et participations sans contrôle***

Les entités qui adoptent le chapitre 1582 étaient également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigent la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclut désormais 100 % des résultats de la filiale et présente la ventilation du bénéfice net entre les participations assurant le contrôle et les participations sans contrôle. Les changements découlant de l'adoption des chapitres 1601 et 1602 ont été appliqués rétrospectivement.

## **MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES**

#### ***PCGR des États-Unis***

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA avait précédemment annoncé qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes étaient tenues d'adopter les normes internationales d'information financière (« IFRS »), exception faite de certaines entités admissibles qui appliquaient la CATR par le passé à qui une période de report d'une année a été accordée pour l'adoption des IFRS. TCPL est une entité admissible à cette fin et la société a reporté l'adoption des IFRS. La société a dressé ses états financiers consolidés de 2011 conformément aux PCGR du Canada afin de continuer d'appliquer la CATR.

Dans l'application des PCGR du Canada, TCPL respecte les recommandations de méthodes comptables particulières aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») 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. L'International Accounting Standards Board a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur dans un avenir prévisible.

À titre de société inscrite à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, TCPL a l'option conformément aux normes canadiennes de communication de l'information de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison des faits dont il est question ci-dessus, le conseil d'administration de la société a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. L'incidence, sur la présentation de l'information financière, de l'adoption des PCGR des États-Unis par TCPL est présentée à la note 25 « Principes comptables des États-Unis et présentation de l'information ». Les différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis sont conformes à celles présentées par la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé au cours d'exercices antérieurs. 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 principal référentiel comptable de la société.

### ***Évaluation à la juste valeur***

En mai 2011, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié des recommandations modifiées au sujet des évaluations à la juste valeur pour mettre à jour les recommandations existantes au sujet des évaluations et a rehaussé les exigences pour ce qui est des informations à fournir conformément aux PCGR des États-Unis. Cette recommandation s'applique pour les périodes intermédiaires et annuelles ouvertes après le 15 décembre 2011. L'adoption de ces modifications devrait donner lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de niveau 3, mais la société ne prévoit aucune incidence importante sur les états financiers.

### ***Actifs incorporels – Écart d'acquisition et autres***

En septembre 2011, le FASB a publié une nouvelle recommandation qui simplifie la façon dont les entreprises évaluent s'il y a eu perte de valeur de l'écart d'acquisition selon les PCGR des États-Unis en permettant à une entité d'évaluer d'abord les facteurs qualitatifs qui influent sur la juste valeur d'une unité d'exploitation comparativement au montant comptable dans le but de déterminer si elle doit effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Cette recommandation s'applique pour les tests de dépréciation de l'écart d'acquisition effectués pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2011. L'adoption de cette recommandation ne devrait avoir aucune incidence sur les états financiers.

### ***Compensation dans le bilan***

En décembre 2011, le FASB a publié une recommandation modifiée visant à rehausser les obligations d'information pour permettre aux utilisateurs d'états financiers d'évaluer l'incidence ou l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise. Les modifications donnent lieu à la présentation d'informations plus détaillées en exigeant des informations supplémentaires sur les instruments financiers et les instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR des États-Unis en vigueur ou d'un accord de compensation cadre exécutoire. Cette recommandation s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. L'adoption de ces modifications devrait donner lieu à la présentation d'informations plus détaillées au sujet des instruments financiers faisant l'objet d'une compensation tel qu'il est décrit dans les modifications en question.

<b>PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES<sup>(1)</sup></b>				
	<b>2011</b>			
<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Produits	<b>2 360</b>	<b>2 393</b>	<b>2 143</b>	<b>2 243</b>
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>371</b>	<b>377</b>	<b>348</b>	<b>408</b>
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	<b>0,54 \$</b>	<b>0,56 \$</b>	<b>0,51 \$</b>	<b>0,60 \$</b>
	<b>2010</b>			
<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Produits	2 057	2 129	1 923	1 955
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	271	381	287	295
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,40 \$	0,57 \$	0,43 \$	0,46 \$

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

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

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

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 2011 et en 2010.

- **Quatrième trimestre de 2011** Le BAII excluait des gains non réalisés nets de 9 millions de dollars après les impôts (9 millions de dollars avant 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 2011** Le BAII du secteur de l'énergie tenait compte de l'incidence favorable des prix plus forts pour les installations énergétiques de l'Ouest. Le BAII comprenait des pertes non réalisées nettes de 47 millions de dollars avant les impôts (33 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 2011** Le BAII du secteur des gazoducs comprenait les résultats supplémentaires de Guadalajara, mis en service en juin 2011. Le BAII du secteur de l'énergie tenait compte des résultats supplémentaires de Coolidge, mise en service en mai 2011. Le BAII incluait des pertes nettes non réalisées de 5 millions de dollars avant les impôts (4 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.
- **Premier trimestre de 2011** Le BAII du secteur des gazoducs comprenait les résultats supplémentaires de Bison, mis en service en janvier 2011. Le secteur des oléoducs a commencé à constater le BAII des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement Cushing de Keystone en février 2011. Le BAII tenait compte de pertes non réalisées nettes de 17 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.
- **Quatrième trimestre de 2010** Le BAII du secteur des gazoducs affichait 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 PGM. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui est entré en service en octobre 2010, et des gains nets non réalisés 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 tenait compte de l'apport de Halton Hills, 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 tenait 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 incluait des pertes non réalisées nettes de 49 millions de dollars avant les impôts (32 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques.

## POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2011

<b>Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR</b>										
	<b>Gazoducs</b>		<b>Oléoducs</b>		<b>Énergie</b>		<b>Siège social</b>		<b>Total</b>	
<i>Trimestres clos les 31 décembre</i>										
<i>(non audité)</i>										
<i>(en millions de dollars)</i>										
	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010
<b>BAIIA comparable</b>	<b>739</b>	737	<b>179</b>	–	<b>295</b>	301	<b>(29)</b>	(33)	<b>1 184</b>	1 005
Amortissement	<b>(251)</b>	(241)	<b>(35)</b>	–	<b>(100)</b>	(103)	<b>(4)</b>	–	<b>(390)</b>	(344)
<b>BAll comparable</b>	<b>488</b>	496	<b>144</b>	–	<b>195</b>	198	<b>(33)</b>	(33)	<b>794</b>	661
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>										
Intérêts débiteurs comparables									<b>(276)</b>	(189)
Intérêts débiteurs des coentreprises									<b>(15)</b>	(15)
Intérêts créditeurs et autres comparables									<b>8</b>	61
Impôts sur le bénéfice comparables									<b>(116)</b>	(99)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									<b>(28)</b>	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées									<b>(5)</b>	(5)
<b>Résultat comparable</b>									<b>362</b>	386
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :										
Provision pour évaluation du PGM									–	(127)
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>									<b>9</b>	12
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>371</b>	271
<i>Trimestres clos les 31 décembre</i>										
<i>(non audité) (en millions de dollars)</i>										
									<b>2011</b>	2010
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>									<b>8</b>	61
Poste particulier :										
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>									<b>35</b>	–
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>									<b>43</b>	61
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>									<b>(116)</b>	(99)
Postes particuliers :										
Provision pour évaluation du PGM									–	19
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>									–	(10)
<b>Charge d'impôts</b>									<b>(116)</b>	(90)

(1) Trimestres clos les 31 décembre

*(non audité) (en millions de dollars)***Gains (pertes) lié(e)s aux activités de gestion des risques :**

Instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis

**(33)** 24

Stocks de gaz naturel exclusif et instruments dérivés connexes

**7** (2)

Instruments dérivés visant le change

**35** –

Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques

– (10)

**Activités de gestion des risques****9** 12

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2011 s'est établi à 362 millions de dollars comparativement au chiffre de 386 millions de dollars inscrit pour la même période en 2010. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2011 ne tient pas compte des gains nets non réalisés de 9 millions de dollars après les impôts (9 millions de dollars

avant les impôts) (gains de 12 millions de dollars après les impôts et de 22 millions de dollars avant les impôts en 2010) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 ne tenait 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 PGM.

Le résultat comparable a décliné de 24 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement à la période correspondante de 2010. Il tenait compte de ce qui suit :

- un recul du BAII comparable du secteur des gazoducs, principalement attribuable à un recul des revenus incitatifs du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta ainsi qu'à un repli des produits tirés de certains gazoducs aux États-Unis, en grande partie contré par les résultats supplémentaires provenant de Bison et de Guadalajara, dont la mise en service a eu lieu respectivement en janvier 2011 et en juin 2011;
- le BAII comparable du secteur des oléoducs, puisque la société a commencé à constater les résultats de Keystone en février 2011;
- un recul du BAII comparable du secteur de l'énergie, en raison d'une diminution des volumes de production de Bruce A et de Bruce B et d'une hausse des coûts d'exploitation à quoi s'ajoutent le fléchissement des prix réalisés à Bruce B, la baisse de la contribution des installations énergétiques aux États-Unis et la baisse des produits au sein du secteur de stockage de gaz naturel, en grande partie contré par le raffermissement des prix réalisés par les installations énergétiques de l'Ouest et le résultat supplémentaire découlant de la mise en service de Coolidge en mai 2011;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables attribuable avant tout à une baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone et d'autres nouveaux actifs en 2011;
- le recul des intérêts créditeurs et autres comparables, qui tiennent compte des pertes réalisées en 2011, comparativement à des gains en 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la hausse des impôts sur le bénéfice comparables compte tenu d'ajustements d'impôts favorables plus substantiels ayant favorisé la baisse des impôts sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2010.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est élevé à 371 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2011, comparativement à 271 millions de dollars pour la période correspondante de 2010.

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 488 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement à 496 millions de dollars pour la même période en 2010. Le BAII comparable de 2010 excluait la provision pour évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts constituée à l'égard des avances consenties par la société à l'APG dans le cadre du PGM.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada s'est établi à 60 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, une baisse de 11 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2010. Cette baisse provient surtout d'un recul des revenus incitatifs, de la réduction du RCA établi par l'ONÉ, soit 8,08 % en 2011 contre 8,52 % en 2010, et de la diminution de la base tarifaire moyenne.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta a été de 51 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, un recul de 2 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2010. Ce recul, qui provient essentiellement de la baisse des revenus incitatifs, est partiellement annulé par l'incidence positive de l'accroissement de la base tarifaire moyenne.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada a diminué de 7 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2010, pour s'établir à 262 millions de dollars. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 185 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, alors qu'il avait été de 194 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. Le BAIIA du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta tient compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que d'éléments transférés qui n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 73 millions de dollars US, comparativement aux 76 millions de dollars US enregistrés pour la période correspondante de 2010. Le recul du BAIIA au quatrième trimestre de 2011 découle avant tout de l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable de GTN, découlant de la participation directe de TCPL dans GTN, s'est chiffré à 26 millions de dollars US alors qu'il avait été de 45 millions de dollars US pour la période correspondante de 2010. La diminution s'explique surtout par le fait que TCPL ait vendu une participation de 25 % dans GTN à TC PipeLines, LP en mai 2011 ainsi que par un repli des produits.

Le gazoduc de Bison a été mis en service le 14 janvier 2011. La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable dégagé de sa participation directe dans Bison a été de 14 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011. Ce montant tient compte de la participation directe de 75 % de TCPL dans Bison à la suite de la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 25 % dans ce gazoduc en mai 2011 et d'une participation de 100 % avant cette date.

Pour le reste des gazoducs aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 145 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2011, alors qu'il avait été de 128 millions de dollars US pour la période correspondante de 2010. La hausse était surtout due au résultat supplémentaire provenant du gazoduc de Guadalajara, mis en service en juin 2011. La réduction des frais généraux et des frais d'administration et de soutien a par ailleurs favorisé l'appréciation du BAIIA au quatrième trimestre de 2011, malgré un repli du résultat de Great Lakes et de Portland.

Le secteur des gazoducs a constaté une hausse de 10 millions de dollars au titre de l'amortissement au quatrième trimestre de 2011 comparativement à la période correspondante de 2010, en grande partie du fait de la mise en service des gazoducs de Guadalajara et de Bison en 2011.

Les pertes au titre du BAIIA comparable découlant de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs ont reculé de 6 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011 contre la même période en 2010 surtout à cause de la réduction des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska. Les frais imputables à ce projet, ainsi que les remboursements, sont partagés proportionnellement avec ExxonMobil, l'associé de TCPL dans la coentreprise du projet de gazoduc de l'Alaska.

Le BAII comparable du secteur des oléoducs s'est chiffré à 144 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011. Au début de février 2011, la société a commencé à constater un BAIIA pour le tronçon de Wood River/Patoka de Keystone, une fois que l'ONÉ a décidé de lever la restriction relative à la pression d'exploitation maximale pour le tronçon ayant fait l'objet d'une conversion et que les modifications requises ont été apportées. La mise en service du prolongement de Cushing a eu lieu au même moment.

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 195 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement à 198 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est élevé à 143 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité a été de 294 millions de dollars, soit respectivement 95 millions de dollars et 114 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la période correspondante de 2010. Ces hausses proviennent avant tout de la progression des prix réalisés pour l'électricité en Alberta ainsi que du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011 aux termes d'une CAE de 20 ans. Des arrêts d'exploitation combinés à une augmentation de la demande ont fait bondir de 65 % les prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta, où ils ont atteint 76 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2011, comparativement à 46 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2010.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait des produits à recevoir de 57 millions de dollars de la CAE de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été constatés comme si les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE.

Au quatrième trimestre de 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été de 87 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 125 millions de dollars, soit respectivement 10 millions de dollars et 12 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la période correspondante de 2010. La progression provient surtout d'un accroissement des produits contractuels de la centrale de Bécancour.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A s'est repliée de 34 millions de dollars pour donner lieu à une perte de 1 million de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement au BAIIA de 33 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2010. Le repli tient surtout à la baisse des volumes découlant de l'arrêt d'exploitation West Shift Plus qui s'est amorcé le 6 novembre 2011 pour une durée d'environ 6 mois, dans le cadre de la stratégie adoptée pour prolonger la vie utile du réacteur 3.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B a reculé de 32 millions de dollars pour s'établir à 34 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, alors qu'elle avait été de 66 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, du fait de l'augmentation des coûts d'exploitation, de la baisse des volumes puisque le nombre de jours d'arrêt d'exploitation a été plus élevé et du fléchissement des prix réalisés compte tenu de l'échéance de contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis, à 32 millions de dollars US pour le quatrième trimestre de 2011, s'est replié de 27 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2010, principalement en raison de l'incidence négative du fléchissement des prix des produits de base et de la capacité, ainsi que d'une baisse des volumes d'électricité effectivement vendus, en partie annulée par les nouvelles ventes dans le secteur de PJM.

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 23 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, contre 37 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. Le repli de 14 millions de dollars du BAIIA comparable au quatrième trimestre de 2011 est principalement attribuable au recul des produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et de tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel.

Au quatrième trimestre de 2011, les intérêts débiteurs comparables se sont accrus de 87 millions de dollars pour atteindre 276 millions de dollars, alors qu'ils avaient été de 189 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. L'accroissement témoigne surtout de la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service de Keystone et d'autres nouveaux actifs en 2011.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont reculé de 53 millions de dollars pour s'établir à 8 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, alors qu'ils avaient été de 61 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010. Le recul constaté au quatrième trimestre tient compte des pertes réalisées en 2011, comparativement à des gains en 2010, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables se sont élevés à 116 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011, comparativement à 99 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. La progression tient surtout à des ajustements d'impôts favorables plus substantiels qui ont eu pour effet de réduire les impôts sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2010 comparativement à 2011.

## **RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS**

Au 8 février 2012, TCPL avait 739 millions d'actions ordinaires, 4 millions d'actions privilégiées de série U et 4 millions d'actions privilégiées de série Y émises et en circulation.

## **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](http://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 2007 à 2011 est présenté sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des cinq derniers exercices » dans la section sur les renseignements complémentaires du rapport annuel de la société.

## GLOSSAIRE

ANR	Réseau de transport de gaz naturel rayonnant à partir des gisements en exploitation principalement situés au Texas, en Oklahoma, dans le golfe du Mexique et dans les régions américaines du centre du continent et s'étendant jusqu'à des marchés situés principalement au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Indiana et en Ohio, et installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan	Cartier énergie éolienne	Cinq parcs éoliens à Gaspé, au Québec, dont quatre parcs ainsi que la première phase du cinquième parc sont en exploitation et la deuxième phase du cinquième parc est en construction
APG	Aboriginal Pipeline Group	CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
ARNBP	Accord de remise à neuf de Bruce Power	CFE	Comisión Federal de Electricidad
AUC	Alberta Utilities Commission	CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
b/j	Baril(s) par jour	Coolidge	Centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel à Coolidge, en Arizona
BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts	COSO	<i>Committee of Sponsoring Organizations</i> de la <i>Treadway Commission</i>
BAIIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement	CrossAlta	Installation souterraine de stockage de gaz naturel située près de Crossfield, en Alberta
Bear Creek	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta	DPMI	Processus visant à déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts des États-Unis
Bécancour	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec	Edson	Installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta.
Bison	Gasoduc qui s'étend depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'à Northern Border, dans le Dakota du Nord	EIEF	Énoncé des incidences environnementales final
Bison LLC	Bison Pipeline LLC	ExxonMobil	ExxonMobil Corporation
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust	FASB	Financial Accounting Standards Board
Bruce A	Participation dans une centrale nucléaire composée des réacteurs 1 à 4 de Bruce Power	FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
Bruce B	Participation dans une centrale nucléaire composée des réacteurs 5 à 8 de Bruce Power	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
Bruce Power	Centrale nucléaire situé au nord-ouest de Toronto, en Ontario (Bruce A et Bruce B, collectivement)	Fracturation hydraulique	Fracturation hydraulique en plusieurs étapes
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	Gas Pacífico	Gazoduc s'étendant de Loma de la Lata, en Argentine, jusqu'à Concepción, au Chili
CAE	Convention d'achat d'électricité	GES	Gaz à effet de serre
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	GNL	Gaz naturel liquéfié
Carseland	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta	Gpi <sup>3</sup>	Milliard de pieds cubes
		Gpi <sup>3</sup> /j	Milliard de pieds cubes par jour
		Grandview	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick
		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

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	NEXT	Modèle d'extraction des liquides de gaz naturel (Natural Gas Liquids Extraction Model)
GTN LLC	Gas Transmission Northwest LLC	NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
Guadalajara	Gazoduc au Mexique allant de Manzanillo, Colima jusqu'à Guadalajara, Jalisco	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
GWh	Gigawattheure	Northern Border	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point près de Monchy, en Saskatchewan jusqu'au Midwest américain
Halton Hills	Centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Halton Hills, en Ontario	NYISO	New York Independent System Operator
ICCA	Institut Canadien des Comptables Agréés	Ocean State Power	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières	OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
IESO	Independent Electricity System Operator	OMERS	Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario
IFRS	Normes internationales d'information financière	ONÉ	Office national de l'énergie
INNERGY	Société de commercialisation de gaz industriel établie à Concepción, au Chili	PCGR du Canada	Principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi qu'il est défini dans la Partie V du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés
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	PCGR des États-Unis	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
ISO	Organisation internationale de normalisation	PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
Keystone	Réseau de pipelines de pétrole brut allant de Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains et comprenant Wood River/Patoka, le prolongement de Cushing et Keystone XL	PJM Interconnection (« PJM »)	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
Keystone XL	Expansion et prolongement proposés du réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique qui comprend la construction d'un nouveau pipeline de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, l'expansion des installations actuelles à Hardisty, en Alberta, et la construction d'un nouveau pipeline de pétrole brut de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska	PME	Pression maximale d'exploitation
km	Kilomètre(s)	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
MackKay River	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta	Portlands Energy	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Toronto, en Ontario
MCT	Marché de capacité à terme	Projet de gazoduc de l'Alaska	Gazoduc proposé s'étendant de Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta ou à Valdez, en Alaska
Mpi <sup>3</sup> /j	Million de pieds cubes par jour	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
MW	Mégawatts(s)	Projet gazier Mackenzie (« PGM »)	Gazoduc proposé à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta
MWh	Mégawattheure(s)	Prolongement de Cushing	Oléoducs reliant Steel City, au Nebraska, à Cushing, en Oklahoma

Proposition de restructuration	Demande visant les droits de 2012 sur le réseau principal au Canada et proposition de restructuration	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
PWU	Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique	TC Hydro	Installations hydroélectriques situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts
Ravenswood	Centrale électrique alimentée au gaz naturel et au mazout 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	TC Keystone TCPL TCPL USA TQM	TransCanada Keystone Pipeline, LP TransCanada Pipelines Limited ou la société TransCanada Pipeline USA Ltd. 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
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire		
RDA	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	TransAlta	TransAlta Corporation
Redwater	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta	TransCanada TransGas	TransCanada Corporation Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita jusqu'à Cali, en Colombie
Régimes CD	Régimes de retraite à cotisations déterminées	Tuscarora	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada
Régimes PD	Régimes de retraite à prestations déterminées	VaR	Valeur à risque
Réseau de l'Alberta	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique	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
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	WCI Wood River/Patoka	Western Climate Initiative Pipeline de pétrole brut qui relie Hardisty, en Alberta, aux marchés américains à Wood River et Patoka, en Illinois
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative	Zephyr	Projet proposé de ligne de transport d'électricité depuis le Wyoming jusqu'au Nevada
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis		
SEP	Society of Energy Professionals Trust		
Sheerness	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Hanna, en Alberta		
SSE	Santé, sécurité et environnement		
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		

## Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion 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 du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») (« 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 2011 et 2010 et met en évidence les changements importants survenus entre 2010 et 2009, 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 contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits 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 contrôle interne 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* (« COSO ») de la *Treadway Commission*. À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière est efficace au 31 décembre 2011 et qu'il fournit 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'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et des contrôles internes. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte 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 auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit 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.



**Russell K. Girling**  
Président et  
chef de la direction  
Le 13 février 2012



**Donald R. Marchand**  
Vice-président directeur et  
chef des finances

**Rapport  
des auditeurs  
indépendants**

### **Aux actionnaires de TransCanada PipeLines Limited**

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited, qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2011 et 2010, 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 2011, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables 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 selon les 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 planifiions et effectuions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers 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 notre opinion d'audit.

### **Opinion**

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2011 et 2010, ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2011 conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

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

Comptables agréés  
Calgary, Canada

Le 13 février 2012

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS**

*Exercices clos les 31 décembre*  
*(en millions de dollars)*

	2011	2010	2009
<b>Produits</b>	<b>9 139</b>	8 064	8 181
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 449	3 114	3 213
Achats de produits de base revendus	941	1 017	831
Amortissement	1 528	1 354	1 377
Provision pour évaluation du PGM (note 9)	–	146	–
	<b>5 918</b>	5 631	5 421
<b>Charges financières (produits financiers)</b>			
Intérêts débiteurs (note 13)	1 044	754	986
Intérêts débiteurs des coentreprises (note 14)	55	59	64
Intérêts créditeurs et autres	(55)	(94)	(119)
	<b>1 044</b>	719	931
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>2 177</b>	1 714	1 829
<b>Charge (recouvrement) d'impôts (note 12)</b>			
Exigibles	193	(142)	32
Futurs	351	507	344
	<b>544</b>	365	376
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 633</b>	1 349	1 453
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 16)	107	93	74
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 526</b>	1 256	1 379
Dividendes sur les actions privilégiées (note 18)	22	22	22
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 504</b>	1 234	1 357

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

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU**

Exercices clos les 31 décembre  
(en millions de dollars)

	2011	2010	2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 633</b>	1 349	1 453
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>			
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	<b>113</b>	(180)	(471)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	<b>(73)</b>	89	258
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	<b>(203)</b>	(141)	75
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(4)</sup>	<b>127</b>	(7)	(15)
Autres éléments du résultat étendu	<b>(36)</b>	(239)	(153)
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 597</b>	1 110	1 300
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>118</b>	99	81
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 479</b>	1 011	1 219
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>22</b>	22	22
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 457</b>	989	1 197

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 29 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 65 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 92 millions de dollars en 2009).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 124 millions de dollars en 2009).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2011 (recouvrement d'impôts de 95 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 7 millions de dollars en 2009).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 77 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 21 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 9 millions de dollars en 2009).

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)

	2011	2010	2009
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>			
Bénéfice net	1 633	1 349	1 453
Amortissement	1 528	1 354	1 377
Impôts futurs (note 12)	351	507	344
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges (note 20)	(3)	(69)	(111)
Provision pour évaluation du PGM (note 9)	–	146	–
Autres	63	(8)	(19)
	<b>3 572</b>	3 279	3 044
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 22)	<b>282</b>	(256)	(88)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>3 854</b>	3 023	2 956
<b>Activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(3 274)	(5 036)	(5 417)
Montants reportés et autres	(14)	(384)	(571)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 23)	–	–	(902)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<b>(3 288)</b>	(5 420)	(6 890)
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 17 et 18)	(1 185)	(1 109)	(998)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(109)	(90)	(78)
Avances de (avances à) la société mère (note 26)	(2 090)	116	932
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(218)	474	(244)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 622	2 371	3 267
Remboursements sur la dette à long terme	(1 272)	(494)	(1 005)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	48	177	226
Remboursements sur la dette à long terme des coentreprises	(102)	(254)	(246)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	2 401	987	1 676
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission (note 23)	321	–	193
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	<b>(584)</b>	2 178	3 723
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>6</b>	(8)	(110)
<b>Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(12)</b>	(227)	(321)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			
Au début de l'exercice	752	979	1 300
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			
À la fin de l'exercice	<b>740</b>	752	979

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)

	2011	2010
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	740	752
Débiteurs	1 284	1 280
Montant à recevoir de TransCanada Corporation (note 26)	750	1 363
Stocks	416	425
Autres	1 184	857
	<b>4 374</b>	<b>4 677</b>
<b>Immobilisations corporelles</b> (note 5)	<b>38 262</b>	<b>36 244</b>
<b>Écart d'acquisition</b> (note 6)	<b>3 650</b>	<b>3 570</b>
<b>Actifs réglementaires</b> (note 7)	<b>1 405</b>	<b>1 512</b>
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b> (note 9)	<b>2 032</b>	<b>2 123</b>
	<b>49 723</b>	<b>48 126</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer (note 10)	1 880	2 092
Créditeurs	2 636	2 276
Intérêts courus	375	361
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 13)	935	894
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 14)	33	65
	<b>5 859</b>	<b>5 688</b>
<b>Montant à rembourser à TransCanada Corporation</b> (note 26)	<b>–</b>	<b>2 703</b>
<b>Passifs réglementaires</b> (note 7)	<b>303</b>	<b>314</b>
<b>Montants reportés</b> (note 11)	<b>805</b>	<b>694</b>
<b>Impôts futurs</b> (note 12)	<b>3 788</b>	<b>3 398</b>
<b>Dette à long terme</b> (note 13)	<b>17 632</b>	<b>17 028</b>
<b>Dette à long terme des coentreprises</b> (note 14)	<b>789</b>	<b>801</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b> (note 15)	<b>1 009</b>	<b>985</b>
	<b>30 185</b>	<b>31 611</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Participations assurant le contrôle	18 462	15 747
Participations sans contrôle (note 16)	1 076	768
	<b>19 538</b>	<b>16 515</b>
	<b>49 723</b>	<b>48 126</b>

**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 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 <sup>er</sup> janvier 2009	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(471)	–	(471)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	258	–	258
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	–	77	77
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(4)</sup>	–	(24)	(24)
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(180)	–	(180)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	89	–	89
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	–	(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 <sup>(4)</sup>	–	(17)	(17)
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(877)
<b>Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers<sup>(1)</sup></b>	<b>113</b>	<b>–</b>	<b>113</b>
<b>Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers<sup>(2)</sup></b>	<b>(73)</b>	<b>–</b>	<b>(73)</b>
<b>Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie<sup>(3)</sup></b>	<b>–</b>	<b>(204)</b>	<b>(204)</b>
<b>Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie<sup>(4)(5)</sup></b>	<b>–</b>	<b>117</b>	<b>117</b>
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	<b>(643)</b>	<b>(281)</b>	<b>(924)</b>

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 29 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 65 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 92 millions de dollars en 2009).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 124 millions de dollars en 2009).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2011 (recouvrement d'impôts de 95 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 7 millions de dollars en 2009).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 77 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 21 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 9 millions de dollars en 2009).

(5) 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 2012 sont évaluées à 181 millions de dollars (116 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)

	2011	2010	2009
<b>Actions ordinaires</b>			
Solde au début de l'exercice	11 636	10 649	8 973
Produit de l'émission d'actions (note 17)	2 401	987	1 676
Solde à la fin de l'exercice	14 037	11 636	10 649
<b>Actions privilégiées</b>			
Solde au début et à la fin de l'exercice	389	389	389
<b>Surplus d'apport</b>			
Solde au début de l'exercice	341	335	284
Gain de dilution découlant des parts émises de TC PipeLines, LP (note 23)	30	–	–
Autres	5	6	4
Augmentation de la participation dans TC PipeLines, LP (note 23)	–	–	47
Solde à la fin de l'exercice	376	341	335
<b>Bénéfices non répartis</b>			
Solde au début de l'exercice	4 258	4 131	3 789
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 526	1 256	1 379
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 178)	(1 107)	(1 015)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Solde à la fin de l'exercice	4 584	4 258	4 131
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>			
Solde au début de l'exercice	(877)	(632)	(472)
Autres éléments du résultat étendu	(47)	(245)	(160)
Solde à la fin de l'exercice	(924)	(877)	(632)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<b>18 462</b>	<b>15 747</b>	<b>14 872</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>			
Solde au début de l'exercice	768	785	805
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	101	87	66
Portland	6	6	8
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	11	6	7
Vente de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	321	–	193
Diminution de la participation de TCPL	(50)	–	(29)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(109)	(90)	(78)
Change et autres	28	(26)	(187)
Solde à la fin de l'exercice	1 076	768	785
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>19 538</b>	<b>16 515</b>	<b>15 657</b>

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 TCPL

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 qui 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 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 »);
- 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 gazoducs au Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi (« Tamazunchale »);
- un réseau de gazoducs au Mexique allant de Manzanillo, dans l'État de Colima, jusqu'à Guadalajara, dans l'État de Jalisco (« Guadalajara »).

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 directe de 75 % dans 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 »);
- une participation directe de 75 % dans 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 »);
- 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 assurante le contrôle de 33,3 % dans TC 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 69 % dans Great Lakes par le truchement de TC 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 16,7 % par le truchement de TC PipeLines, LP;
  - une participation de 25 % dans GTN; TCPL détient une participation effective cumulée de 83,3 % dans GTN par le truchement de TC PipeLines, LP et d'une participation indirecte décrite ci-dessus;
  - une participation de 25 % dans Bison; TCPL détient une participation effective cumulée de 83,3 % dans Bison par le truchement de TC PipeLines, LP et d'une participation indirecte décrite ci-dessus;
  - 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 33,3 % par le truchement de TC 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 33,3 % par le truchement de TC 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 Pacifico ») ainsi que dans une société de commercialisation du gaz naturel industriel établie à Concepción (« INNERGY »).

#### *Oléoducs*

Le secteur des oléoducs consiste en un réseau d'oléoducs 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 (Wood River/Patoka), en Illinois, et depuis Steele City, au Nebraska, à destination de Cushing, en Oklahoma (« prolongement de Cushing »). La société prévoit élargir et prolonger ce réseau d'oléoducs jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique (« Keystone XL »), ce qui comporte la construction d'un nouvel oléoduc prenant sa source à Cushing, en Oklahoma, pour aboutir sur la côte américain du golfe du Mexique, l'aménagement d'installations de stockage supplémentaires à Hardisty, en Alberta, et la construction d'un nouvel oléoduc depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska. Le réseau d'oléoducs ainsi agrandi sera collectivement désigné sous le nom de Keystone.

Les projets Marketlink proposés prévoient le raccordement d'approvisionnements supplémentaires de pétrole en provenance de bassins américains jusqu'à des installations faisant partie de Keystone XL et assurera des services de transport vers les marchés de raffinage dans la région de Cushing, en Oklahoma et de la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet Marketlink Bakken proposé transporterait du pétrole brut américain de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing alors que le projet Marketlink Cushing proposé transporterait du pétrole brut de Cushing à Port Arthur et Houston, au Texas.

#### *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 :

- 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 de pointe alimentée au gaz naturel située près de Phoenix, en Arizona (« Coolidge »);
- 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 »);
- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- un parc éolien situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le nord-ouest du Maine (« projet éolien de Kibby »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (« Grandview »);
- une centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle et l'installation de noir de carbone thermique de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (« Cancarb »);
- une installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta (« Edson »);
- une participation de 60 % dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (« CrossAlta »).

TCPL détient des participations dans les centrales électriques 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 62 % dans les parcs éoliens de Baie-des-Sables, d'Anse-à-Valleau, de Carleton, de Montagne-Sèche et de Gros-Morne en Gaspésie, au Québec (« Cartier énergie éolienne »); tous les parcs éoliens sont en service, à l'exception de la deuxième phase de Gros-Morne actuellement en construction;
- une participation de 50 % dans une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel à Toronto, en Ontario (« Portlands Energy »).

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

- une capacité de production de 756 mégawatts (« MW ») de la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta;
- une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui détient une CAE pour 100 % de la production des centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta ;
- 100 % de la production des centrales électriques de Sundance A à proximité de Wabamun, en Alberta.

## NOTE 2 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») (« PCGR du Canada ») et qui sont décrits plus en détail dans la note 3. 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

Au Canada, les gazoducs et les oléoducs réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Les gazoducs, les oléoducs et les actifs de stockage réglementés aux États-Unis sont assujettis 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. Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges de ces entreprises à tarifs réglementés, qui peut différer de celui qui est préconisé par les PCGR du Canada pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits.

L'ONÉ et la FERC assurent la réglementation de la construction et de l'exploitation de Keystone; cependant, puisque la CATR ne s'applique pas à Keystone, les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et des droits de Keystone 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 assujettis 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 un remboursement du capital et un rendement du capital appropriés 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 assujettis 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 autrement requis au titre des incitatifs. Les produits décollant 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 pour une période donnée tiennent compte du taux de rendement du capital-actions le plus récent approuvé par l'ONÉ. 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 réels et tiennent compte des ajustements des droits en fonction du manque à recouvrer ou du montant recouvré en trop perçu de 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 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, de fournitures, y compris les pièces de rechange, et de 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, qui représente la période de retrait estimative, 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'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 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 comprenant une composante dette et une composante 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 un élément 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 et au matériel. Le coût de ces actifs comprend l'intérêt capitalisé pendant la construction. Lorsque des oléoducs mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans les résultats.

**Énergie**

L'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 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. Lorsque le secteur de l'énergie met des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans les résultats.

**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 et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a une 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 une 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'unité d'exploitation à sa valeur comptable, qui comprend l'écart d'acquisition. 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 CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Les paiements initiaux pour les CAE de la société ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats à l'échéance, soit en 2017 et 2020. 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, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés au réseau principal au Canada, au réseau de

l'Alberta et à Foothills, qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Dans le cas des bénéficiaires non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéficiaires 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 au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, et les produits, les charges, les gains et les pertes 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 ou 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 incluses dans les intérêts créditeurs et autres produits. 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 gains et les pertes découlant du règlement des actifs financiers disponibles à la vente sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

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 produits.

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 pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés 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 de couverture ou couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance, expirent ou prennent fin, ou sont annulés ou vendus.

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 produits 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 produits, 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 probable que l'opération prévue 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 au Canada. 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 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 liée 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 s'accroît au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

#### **Passif environnemental**

La société comptabilise en tant que passif 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 sur 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 droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés à la date du bilan au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont utilisés. Les paiements de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. La société n'attribue aucune valeur à des fins comptables aux droits 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 droits 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 dans l'exercice au cours duquel 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 de conventions comptables pour 2011**

##### ***Regroupements d'entreprises***

Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, la société a adopté les exigences du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Regroupements d'entreprises », qui s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires, la passation en charges

des coûts d'acquisition et la présentation accrue d'informations. L'adoption de cette norme n'a eu aucune répercussion sur les états financiers au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date.

#### *États financiers consolidés et participations sans contrôle*

Les entités qui adoptent le chapitre 1582 étaient également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Participations ne donnant pas le contrôle ». Les chapitres 1601 et 1602 exigent la présentation des participations sans contrôle en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclut désormais 100 % des résultats de la filiale et présente la ventilation du bénéfice net entre les participations assurant le contrôle et les participations sans contrôle. Les changements découlant de l'adoption des chapitres 1601 et 1602 ont été appliqués rétrospectivement.

#### **Modifications comptables futures**

##### *Principes comptables généralement reconnus des États-Unis*

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA avait précédemment annoncé qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes étaient tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), exception faite de certaines entités admissibles qui appliquaient la CATR par le passé à qui une période de report d'une année a été accordée pour l'adoption des IFRS. TCPL est une entité admissible à cette fin et la société a reporté l'adoption des IFRS. La société a dressé ses états financiers consolidés de 2011 conformément aux PCGR du Canada afin de continuer d'appliquer la CATR.

Dans l'application des PCGR du Canada, TCPL respecte les recommandations de méthodes comptables particulières aux termes des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») 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. L'International Accounting Standards Board a conclu que l'élaboration de la CATR aux termes des IFRS doit faire l'objet d'une analyse plus approfondie et TCPL ne prévoit pas qu'une norme de CATR définitive aux termes des IFRS sera en vigueur dans un avenir prévisible.

À titre de société inscrite à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, TCPL a l'option conformément aux normes canadiennes de communication de l'information de préparer et de déposer ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison des faits dont il est question ci-dessus, le conseil d'administration de la société a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. L'incidence, sur la présentation de l'information financière, de l'adoption des PCGR des États-Unis par TCPL est présentée à la note 25 « Principes comptables des États-Unis et présentation de l'information ». Les différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis sont conformes à celles présentées par la société dans le « Rapprochement avec les PCGR des États-Unis » déposé au cours d'exercices antérieurs. 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 principal référentiel comptable de la société.

##### *Évaluation à la juste valeur*

En mai 2011, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié des recommandations modifiées au sujet des évaluations à la juste valeur pour mettre à jour les recommandations existantes au sujet des évaluations et a rehaussé les exigences pour ce qui est des informations à fournir conformément aux PCGR des États-Unis. Cette recommandation s'applique pour les périodes intermédiaires et annuelles ouvertes après le 15 décembre 2011. L'adoption de ces modifications devrait donner lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de niveau 3, mais la société ne prévoit aucune incidence importante sur les états financiers.

##### *Actifs incorporels – Écart d'acquisition et autres*

En septembre 2011, le FASB a publié une nouvelle recommandation qui simplifie la façon dont les entreprises évaluent s'il y a eu perte de valeur de l'écart d'acquisition selon les PCGR des États-Unis en permettant à une entité d'évaluer d'abord les facteurs qualitatifs qui influent sur la juste valeur d'une unité d'exploitation comparativement au montant comptable dans le but de déterminer si elle doit effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. Cette recommandation s'applique pour les tests de dépréciation de l'écart d'acquisition effectués pour les exercices ouverts après le 15 décembre 2011. L'adoption de cette recommandation ne devrait avoir aucune incidence sur les états financiers.

##### *Compensation dans le bilan*

En décembre 2011, le FASB a publié une recommandation modifiée visant à rehausser les obligations d'information pour permettre aux utilisateurs d'états financiers d'évaluer l'incidence ou l'incidence potentielle des accords de compensation sur la situation financière d'une entreprise. Les modifications donnent lieu à la présentation d'informations plus détaillées en exigeant des informations supplémentaires sur les instruments financiers et les instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR des États-Unis en vigueur ou d'un accord de compensation cadre exécutoire. Cette recommandation s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013. L'adoption de ces modifications devrait donner lieu à la présentation d'informations plus détaillées au sujet des instruments financiers faisant l'objet d'une compensation tel qu'il est décrit dans les modifications en question.

**NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES**

Depuis février 2011, TCPL comptabilise les résultats liés aux installations de Wood River/Patoka et au prolongement Cushing de Keystone.

En 2010, la société a commencé à constater un secteur distinct, soit celui des oléoducs. De plus, au cours de l'exercice, les tronçons de Wood River et de Patoka ont commencé à assurer la livraison de pétrole, mais à une pression d'exploitation réduite en raison de restrictions d'ordre réglementaire. Par conséquent, la société continue de classer Wood River/Patoka comme étant en construction tout comme le prolongement de Cushing et Keystone XL. 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/Patoka.

<i>Exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars)</i>	<b>Gazoducs</b>	<b>Oléoducs</b>	<b>Énergie</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Produits	4 500	827	3 812	–	9 139
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 533)	(240)	(1 590)	(86)	(3 449)
Achats de produits de base revendus	–	–	(941)	–	(941)
Amortissement	(986)	(130)	(398)	(14)	(1 528)
	<b>1 981</b>	<b>457</b>	<b>883</b>	<b>(100)</b>	<b>3 221</b>
Intérêts débiteurs					(1 044)
Intérêts débiteurs des coentreprises					(55)
Intérêts créditeurs et autres					55
Charge d'impôts					(544)
<b>Bénéfice net</b>					<b>1 633</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(107)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>					<b>1 526</b>
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>					<b>1 504</b>

<i>Exercice clos le 31 décembre 2010 (en millions de dollars)</i>	<b>Gazoducs</b>	<b>Oléoducs</b>	<b>Énergie</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Produits	4 373	–	3 691	–	8 064
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>(1)</sup>	(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 PGM	(146)	–	–	–	(146)
	<b>1 792</b>	<b>–</b>	<b>740</b>	<b>(99)</b>	<b>2 433</b>
Intérêts débiteurs					(754)
Intérêts débiteurs des coentreprises					(59)
Intérêts créditeurs et autres					94
Charge d'impôts					(365)
<b>Bénéfice net</b>					<b>1 349</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(93)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>					<b>1 256</b>
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>					<b>1 234</b>

<sup>(1)</sup> 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	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 729	–	3 452	–	8 181
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(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
Charge d'impôts					(376)
<b>Bénéfice net</b>					1 453
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(74)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>					1 379
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>					1 357

**TOTAL DE L'ACTIF**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2011	2010
Gazoducs	23 669	23 629
Oléoducs	9 439	8 501
Énergie	14 276	12 966
Siège social	2 339	3 030
	49 723	48 126

**RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2011	2010	2009
<b>Produits<sup>(1)</sup></b>			
Canada – marché intérieur	4 836	4 368	5 079
Canada – exportations	1 087	838	756
États-Unis et autres	3 216	2 858	2 346
	9 139	8 064	8 181

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

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2011	2010
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Canada	22 349	21 561
États-Unis et autres	15 913	14 683
	38 262	36 244

**DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2011	2010	2009
Gazoducs	935	1 196	965
Oléoducs	1 204	2 696	2 939
Énergie	1 127	1 129	1 487
Siège social	8	15	26
	3 274	5 036	5 417

## NOTE 5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2011			2010		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<b>Gazoducs<sup>(1)</sup></b>						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	8 785	4 958	3 827	8 768	4 730	4 038
Postes de compression	3 362	1 765	1 597	3 385	1 651	1 734
Postes de comptage et autres	383	175	208	381	167	214
	12 530	6 898	5 632	12 534	6 548	5 986
En construction	28	–	28	14	–	14
	12 558	6 898	5 660	12 548	6 548	6 000
Réseau de l'Alberta						
Pipeline	6 701	3 062	3 639	6 528	2 917	3 611
Postes de compression	1 778	1 109	669	1 707	1 045	662
Postes de comptage et autres	931	409	522	909	378	531
	9 410	4 580	4 830	9 144	4 340	4 804
En construction	368	–	368	71	–	71
	9 778	4 580	5 198	9 215	4 340	4 875
ANR						
Pipeline	858	47	811	858	96	762
Postes de compression	510	72	438	507	74	433
Postes de comptage et autres	576	81	495	548	74	474
	1 944	200	1 744	1 913	244	1 669
En construction	20	–	20	7	–	7
	1 964	200	1 764	1 920	244	1 676
Coentreprises et autres						
GTN	1 612	370	1 242	1 557	319	1 238
Great Lakes	1 581	741	840	1 540	698	842
Foothills	1 630	1 005	625	1 650	975	675
Northern Border	1 288	644	644	1 252	608	644
Autres <sup>(2)</sup>	3 132	720	2 412	2 913	633	2 280
	9 243	3 480	5 763	8 912	3 233	5 679
	33 543	15 158	18 385	32 595	14 365	18 230
<b>Oléoducs</b>						
Keystone						
Pipeline	4 904	80	4 824	–	–	–
Matériel de pompage	1 502	38	1 464	–	–	–
Réservoirs et autres	548	15	533	–	–	–
	6 954	133	6 821	–	–	–
En construction <sup>(3)</sup>	2 433	–	2 433	8 184	–	8 184
	9 387	133	9 254	8 184	–	8 184
<b>Énergie</b>						
Centrales nucléaires <sup>(4)</sup>	1 712	630	1 082	1 586	536	1 050
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	1 799	220	1 579	1 710	144	1 566
Centrales alimentées au gaz naturel – autres <sup>(5)</sup>	3 337	708	2 629	2 767	588	2 179
Centrales hydroélectriques	620	90	530	599	69	530
Énergie éolienne <sup>(6)</sup>	843	88	755	659	65	594
Stockage de gaz naturel	454	78	376	423	67	356
Autres	163	94	69	160	96	64
	8 928	1 908	7 020	7 904	1 565	6 339
En construction – centrales nucléaires <sup>(7)</sup>	3 217	–	3 217	2 678	–	2 678
En construction – autres <sup>(8)</sup>	308	–	308	728	–	728
	12 453	1 908	10 545	11 310	1 565	9 745
<b>Siège social</b>	129	51	78	125	40	85
	55 512	17 250	38 262	52 214	15 970	36 244

(1) En 2011, la société a capitalisé 23 millions de dollars (35 millions de dollars en 2010) au titre de la tranche représentant la composante 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 produits.

(2) Comprend les actifs en service de Bison, de Tamazunchale, de Portland, d'Iroquois, de TQM, de North Baja, de Guadalajara, de Tuscarora et de Ventures LP et des montants de 33 millions de dollars (899 millions de dollars en 2010) pour les installations en construction. Le pipeline Bison a été mis en service en janvier 2011, et celui de Guadalajara a été mis en service en juin 2011.

- (3) Comprend un montant de 2,4 milliards de dollars au 31 décembre 2011 (1,4 milliard de dollars en 2010) se rapportant à Keystone XL, qui demeure encore assujéti aux approbations au titre de la réglementation.
- (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 qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation, y compris la centrale de Coolidge mise en service en mai 2011. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 se sont élevés à respectivement 605 millions de dollars et 34 millions de dollars (respectivement 89 millions de dollars et 19 millions de dollars en 2010). En 2011, des produits de 53 millions de dollars (15 millions de dollars en 2010 et en 2009) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- (6) Comprend Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011.
- (7) Les actifs nucléaires en construction comprennent principalement les dépenses engagées pour la remise à neuf et en service de Bruce A.
- (8) Les autres actifs en construction du secteur de l'énergie au 31 décembre 2011 comprennent des montants engagés pour la deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne (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 :

(en millions de dollars)	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2010	2 891	872	3 763
Variations des taux de change	(144)	(49)	(193)
Solde au 31 décembre 2010	2 747	823	3 570
<b>Variations des taux de change</b>	<b>62</b>	<b>18</b>	<b>80</b>
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	<b>2 809</b>	<b>841</b>	<b>3 650</b>

## NOTE 7 ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TCPL qui appliquent la CATR comprennent actuellement les gazoducs canadiens et américains 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.

### 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 assujéti 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 les organismes de réglementation ne permettent 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 assujéti à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les 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 les motifs de décision RH-2-94, qui avaient 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 seraient plus en vigueur. Cette 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 présentait 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 dans les motifs de décision RH-2-94 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**

En 2011, le réseau principal au Canada a été exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal en vigueur du 1<sup>er</sup> 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 des motifs de 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 2011 était de 8,08 % (8,52 % en 2010). Le reste de la structure des capitaux 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.

En septembre 2011, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires en tant que droits définitifs pour 2011, y compris l'approbation de la proposition de TCPL de reporter prospectivement toute variation des produits pour en tenir compte dans la détermination des droits de 2012. Cependant, l'ONÉ a déterminé qu'il examinera l'inclusion, par TCPL, de certains éléments dans les besoins en produits proposés pour 2011, en fonction du règlement pour la période allant de 2007 à 2011, dans le cadre de son examen de la demande de droits de TCPL pour 2012-2013 avant de rendre une décision finale au sujet des besoins en produits pour 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.

#### **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. 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 ont été partagés avec les clients jusqu'en juin 2011, lorsque les économies à ce titre ont atteint leur plafond.

#### **TQM**

En novembre 2010, l'ONÉ a approuvé le règlement pluriannuel conclu par TQM avec ses intéressés relativement aux besoins en produits annuels pour la période allant de 2010 à 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 et d'entretien, 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* (« NGA ») et de l'*Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA 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. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis sont décrits ci-après.

#### **ANR**

Les services de transport de gaz naturel et de stockage de gaz naturel d'ANR sont soumis aux tarifs réglementés de la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR peut accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Pipeline Company sont établis conformément à un règlement approuvé par la FERC entré en vigueur en 1997.

ANR Pipeline Company n'est pas tenue d'effectuer un examen des tarifs actuellement en vigueur avec la FERC à une date quelconque dans l'avenir, mais il ne lui est pas interdit de présenter une demande d'approbation de nouveaux tarifs au besoin. ANR Storage Company, une autre entité réglementée par la FERC qui détient et exploite des réservoirs de stockage au Michigan, applique des tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC qui sont en vigueur depuis le début de 1990. Les tarifs en vigueur d'ANR Storage Company font actuellement l'objet d'un examen amorcé par la FERC vers la fin de 2011.

En 2011, ANR Pipeline Company a présenté auprès de la FERC une demande de vente de ses actifs au large du golfe du Mexique et de certaines installations terrestres à TC Offshore LLC, une filiale détenue en propriété exclusive. Parallèlement, TC Offshore LLC a sollicité l'autorisation de la FERC pour acquérir, détenir et exploiter ces installations conformément aux règlements de la FERC. Ces demandes sont en instance d'approbation par la FERC et une décision est attendue au deuxième ou troisième trimestre de 2012.

#### **GTN**

GTN relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément au tarif approuvé par la FERC qui prévoit 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. Ce règlement exige de GTN le dépôt d'un dossier tarifaire dans les sept années suivant l'entrée en vigueur. En novembre 2011, la FERC a approuvé sans aucune modification le nouveau règlement conclu par GTN avec ses expéditeurs au sujet des tarifs et des modalités de service de GTN qui entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2012. Ce nouveau règlement prévoit un moratoire de quatre ans qui interdit à GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts en vue de l'ajustement des tarifs, en vertu de la NGA. GTN est tenue de déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

#### **Great Lakes**

Great Lakes 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 et donnent le droit à Great Lakes d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire. Les tarifs de Great Lakes ont été établis conformément au règlement approuvé par la FERC en juillet 2010. Le règlement prévoyait un moratoire interdisant aux participants et aux clients d'amorcer, avant le 1<sup>er</sup> novembre 2012, un dossier tarifaire en vertu de l'article 5 de la NGA en vue de l'ajustement des tarifs. De plus, Great Lakes est tenue de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2013.

#### **Bison**

Bison relève de la compétence de la FERC et ce réseau est exploité conformément au tarif approuvé par la FERC qui prévoit des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, Bison a le droit d'accorder des remises ou de négocier ces tarifs. Les tarifs de Bison ont été établis conformément à son certificat initial de construction et d'exploitation du pipeline mis en service en janvier 2011.

**Actifs et passifs réglementaires**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
<b>Actifs réglementaires</b>			
Impôts futurs <sup>(1)</sup>	<b>1 178</b>	1 256	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette <sup>(2)</sup>	<b>172</b>	237	1
Compte d'ajustement <sup>(3)</sup>	<b>82</b>	85	31
Autres <sup>(4)</sup>	<b>151</b>	174	s.o.
	<b>1 583</b>	1 752	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme	<b>178</b>	240	
	<b>1 405</b>	1 512	
<b>Passifs réglementaires</b>			
Effet des variations de change sur la dette à long terme <sup>(5)</sup>	<b>184</b>	200	1-18
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette <sup>(2)</sup>	<b>135</b>	98	1
Autres <sup>(4)</sup>	<b>123</b>	150	s.o.
	<b>442</b>	448	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs	<b>139</b>	134	
	<b>303</b>	314	

(1) Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors 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 un 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 102 millions de dollars supérieurs en 2011 (51 millions de dollars supérieurs en 2010) 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. En 2011, la société a commencé à amortir le solde du compte à un taux d'amortissement composé.

(4) Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 4 millions de dollars inférieurs en 2011 (28 millions de dollars supérieurs en 2010) 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 aient été inclus dans le bénéfice net.

## NOTE 8 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2011	Quote-part de TCPL				
		Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice Exercices clos les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre	
		2011	2010	2009	2011	2010
<b>Gazoducs</b>						
Northern Border <sup>(1)</sup>		75	69	47	429	389
Iroquois	44,5 %	40	40	44	181	181
TQM	50,0 %	17	16	22	82	85
Autres	Divers	14	16	17	32	36
<b>Énergie</b>						
Bruce A	48,8 %	33	35	3	3 537	3 011
Bruce B	31,6 %	77	138	236	493	505
ASTC Power Partnership	50,0 %	84	41	34	58	61
Portlands Energy	50,0 %	33	33	24	313	335
CrossAlta	60,0 %	23	45	55	81	73
Cartier énergie éolienne <sup>(2)</sup>	62,0 %	27	24	26	518	355
Autres	Divers	7	8	4	50	42
		<b>430</b>	<b>465</b>	<b>512</b>	<b>5 774</b>	<b>5 073</b>

<sup>(1)</sup> Les résultats reflètent la participation de 50 % dans Northern Border car la société a intégralement consolidé les résultats de TC PipeLines, LP. Au 31 décembre 2011, TCPL détenait une participation de 33,3 % (38,2 % en 2010 et en 2009) dans TC PipeLines, LP et une participation réelle, déduction faite des participations sans contrôle, de 16,7 % (19,1 % en 2010 et en 2009) dans Northern Border.

<sup>(2)</sup> TCPL consolide proportionnellement sa participation de 62 % dans les actifs de Cartier énergie éolienne. Le projet de Montagne-Sèche et la première phase du parc éolien de Gros-Morne ont été mis en service en novembre 2011.

## Information financière sommaire sur les coentreprises

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
<b>Bénéfice</b>			
Produits	1 668	1 643	1 632
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(974)	(913)	(856)
Amortissement	(212)	(208)	(196)
Intérêts débiteurs et autres	(52)	(57)	(68)
<b>Quote-part du bénéfice avant les impôts sur le bénéfice des coentreprises</b>	<b>430</b>	<b>465</b>	<b>512</b>

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010	2009
<b>Flux de trésorerie</b>			
Activités d'exploitation	733	678	455
Activités d'investissement	(827)	(722)	(651)
Activités de financement <sup>(1)</sup>	99	51	130
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2	(1)	(17)
<b>Quote-part de l'augmentation (la diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie des coentreprises</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>(83)</b>

<sup>(1)</sup> Les activités de financement comprenaient des sorties de fonds résultant des distributions de 486 millions de dollars en 2011 (475 millions de dollars en 2010; 252 millions de dollars en 2009) versées à TCPL et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 633 millions de dollars en 2011 (601 millions de dollars en 2010; 864 millions de dollars en 2009) versés par TCPL.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
<b>Bilans</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>111</b>	104
Autres actifs à court terme	<b>433</b>	438
Immobilisations corporelles	<b>6 430</b>	5 704
Actifs incorporels et autres actifs (montants reportés), montant net	<b>26</b>	14
Passif à court terme	<b>(437)</b>	(387)
Dette à long terme	<b>(789)</b>	(801)
Impôts futurs	<b>–</b>	1
<b>Quote-part de l'actif net des coentreprises</b>	<b>5 774</b>	5 073

**NOTE 9 ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
Régimes d'avantages sociaux (note 20)	<b>499</b>	473
CAE <sup>(1)</sup>	<b>482</b>	539
Prêts et avances <sup>(2)</sup>	<b>224</b>	241
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 21)	<b>213</b>	374
Actifs d'impôts futurs (note 12)	<b>127</b>	97
Appels de marge	<b>104</b>	76
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(3)</sup>	<b>41</b>	78
Autres	<b>342</b>	245
	<b>2 032</b>	2 123

<sup>(1)</sup> Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>			<b>2010</b>		
	<b>Coût</b>	<b>Amortissement cumulé</b>	<b>Valeur comptable nette</b>	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	<b>585</b>	<b>234</b>	<b>351</b>	585	195	390
Sundance A	<b>225</b>	<b>148</b>	<b>77</b>	224	133	91
Sundance B	<b>110</b>	<b>56</b>	<b>54</b>	110	52	58
CAE	<b>920</b>	<b>438</b>	<b>482</b>	919	380	539

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2010 et en 2009). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour chacun des cinq prochains exercices est de 58 millions de dollars. La valeur comptable nette de 77 millions de dollars au titre de Sundance A devrait être entièrement récupérable aux termes de la CAE quel que soit le résultat du processus d'arbitrage commenté dans la note 24 « Engagements, éventualités et garanties ».

<sup>(2)</sup> Au 31 décembre 2011, TCPL détenait un billet à recevoir de 265 millions de dollars (281 millions de dollars en 2010) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2039. Ce montant représente la tranche à long terme de ce billet.

<sup>(3)</sup> Le solde se rapporte principalement à la participation de 46,5 % que détient la société dans TransGas.

**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 gazier Mackenzie (« PGM »). Le projet, s'il réussit, donnerait 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 PGM poursuivent leurs efforts en vue de l'obtention des approbations réglementaires pour le projet et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. 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 contenait 264 conditions, notamment l'exigence de déposer un devis

révisé des coûts estimatifs et un rapport mis à jour sur la décision de construire le PGM d'ici la fin de 2013 ainsi que d'entreprendre la construction d'ici le 31 décembre 2015.

Au 31 décembre 2010, en raison de l'incertitude qui persistait 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 seraient remboursées, une provision pour évaluation de 146 millions de dollars a été constatée relativement au prêt consenti à l'APG. Les avances à l'APG dans le cadre du PGM en 2011 ont été passées en charges.

#### NOTE 10 BILLETS À PAYER

	2011		2010	
	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	483	1,2 %	601	1,2 %
En dollars US (1 373 \$ US en 2011; 1 499 \$ US en 2010)	1 397	0,5 %	1 491	0,7 %
	<b>1 880</b>		<b>2 092</b>	

Les billets à payer comprennent le papier commercial émis TCPL et ses filiales en propriété exclusives ainsi que les prélèvements sur les lignes de crédit et les facilités à vue.

Au 31 décembre 2011, 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 et prorogable de TCPL de 2,0 milliards de dollars échéant en octobre 2016, à laquelle la société avait entièrement accès au 31 décembre 2011; les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 2 millions de dollars en 2011 (2 millions de dollars en 2010; 2 millions de dollars en 2009);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 300 millions de dollars US de TCPL USA garantie par TransCanada et échéant en février 2013; la société avait entièrement accès à cette facilité au 31 décembre 2011; cette facilité fait partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US dont il est question à la note 13; le coût de maintien de cette facilité de crédit a été de 1 million de dollars en 2011 (1 million de dollars en 2010; 1 million de dollars en 2009);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de 1,0 milliard de dollars US de TC Keystone, garantie par TCPL et TCPL USA, échéant en novembre 2012; cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2011 et son coût de maintien a été de 4 millions de dollars en 2011 (5 millions de dollars en 2010; 2 millions de dollars en 2009);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA garantie par TCPL et échéant en octobre 2012; la société avait entièrement accès à cette facilité au 31 décembre 2011; le coût de maintien de la facilité de crédit a été de 4 millions de dollars en 2011 (4 millions de dollars en 2010);
- des lignes à vue totalisant 802 millions de dollars permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2011, la société avait affecté environ 468 millions de dollars de ces lignes à vue à des lettres de crédit.

#### NOTE 11 MONTANTS REPORTÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2011	2010
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 21)	352	282
Régimes d'avantages sociaux (note 20)	285	251
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 19)	68	65
Autres	100	96
	<b>805</b>	<b>694</b>

**NOTE 12 IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE****Provision pour les impôts sur le bénéfice**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
<b>Exigibles</b>			
Canada	<b>195</b>	27	(68)
Pays étrangers	<b>(2)</b>	(169)	100
	<b>193</b>	(142)	32
<b>Futurs</b>			
Canada	<b>125</b>	156	326
Pays étrangers	<b>226</b>	351	18
	<b>351</b>	507	344
<b>Charge d'impôts</b>	<b>544</b>	365	376

**Répartition géographique du bénéfice**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Canada	<b>1 068</b>	745	1 061
Pays étrangers	<b>1 109</b>	969	768
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>2 177</b>	1 714	1 829

**Rapprochement de la charge d'impôts**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	<b>2 177</b>	1 714	1 829
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	<b>26,5 %</b>	28,0 %	29,0 %
Charge d'impôts prévue	<b>577</b>	480	530
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	<b>42</b>	8	39
Taux d'imposition étrangers effectifs inférieurs	<b>(5)</b>	(36)	(63)
Modification du taux d'imposition et changements législatifs	<b>-</b>	-	(30)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	<b>(45)</b>	(40)	(37)
Autres	<b>(25)</b>	(47)	(63)
<b>Charge d'impôts réelle</b>	<b>544</b>	365	376

**Actifs et passifs d'impôts futurs**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
<b>Actifs d'impôts futurs</b>		
Reports prospectifs de perte d'exploitation	<b>905</b>	494
Instruments financiers	<b>163</b>	108
Autres avantages postérieurs à l'emploi	<b>74</b>	75
Montants reportés	<b>49</b>	42
Autres	<b>126</b>	125
	<b>1 317</b>	844
<b>Passifs d'impôts futurs</b>		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	<b>4 164</b>	3 439
Impôts sur les besoins en produits futurs	<b>299</b>	321
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	<b>133</b>	161
Prestations de retraite	<b>94</b>	96
Autres	<b>107</b>	77
	<b>4 797</b>	4 094
<b>Montant net des passifs d'impôts futurs</b>	<b>3 480</b>	3 250

Les montants d'impôts futurs ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010 <sup>(1)</sup>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>		
Autres actifs à court terme	<b>256</b>	80
Actifs incorporels et autres actifs (note 9)	<b>127</b>	97
	<b>383</b>	177
<b>Passifs d'impôts futurs</b>		
Créditeurs	<b>75</b>	29
Impôts futurs	<b>3 788</b>	3 398
	<b>3 863</b>	3 427
<b>Montant net des passifs d'impôts futurs</b>	<b>3 480</b>	3 250

<sup>(1)</sup> Les montants se rapportant aux actifs et passifs d'impôts reportés au 31 décembre 2010 ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Au 31 décembre 2011, la société a constaté l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 450 millions de dollars (42 millions de dollars en 2010) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2014 à 2031.

Au 31 décembre 2011, la société a constaté l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 2 119 millions de dollars US (1 320 millions de dollars US en 2010) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2031.

**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 136 millions de dollars au 31 décembre 2011 (105 millions de dollars en 2010).

**Versements d'impôts sur le bénéfice**

La société a reçu des remboursements d'impôts sur le bénéfice de 85 millions de dollars, déduction faite des versements effectués en 2011 (versements de 57 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2010; versements de 83 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2009).

## NOTE 13 DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars)	Dates de remboursement	2011		2010	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>(1)</sup>	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>(1)</sup>
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
Débitures					
En dollars CA	2014 à 2020	873	10,9 %	872	10,9 %
En dollars US (600 \$ US en 2011 et 2010)	2012 à 2021	608	9,5 %	595	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2013 à 2041	4 537	5,9 %	4 150	6,2 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (8 626 \$ US en 2011 et 2010) <sup>(2)</sup>	2013 à 2040	8 693	5,7 %	8 490	5,7 %
		<u>14 711</u>		<u>14 107</u>	
<b>NOVA GAS TRANSMISSION LTD.</b>					
Débitures et billets					
En dollars CA	2014 à 2024	386	11,5 %	390	11,4 %
En dollars US (375 \$ US en 2011 et 2010)	2012 à 2023	380	8,2 %	371	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	502	7,4 %	502	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2011 et 2010)	2026	33	7,5 %	32	7,5 %
		<u>1 301</u>		<u>1 295</u>	
<b>TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.</b>					
Emprunt bancaire					
En dollars US (500 \$ US en 2011; 700 \$ US en 2010)	2012	509	0,6 %	696	0,5 %
<b>ANR PIPELINE COMPANY</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2011 et 2010)	2021 à 2025	438	8,9 %	429	8,9 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2011 et 2010)	2015 à 2035	329	5,5 %	322	5,5 %
<b>TC PIPELINES, LP</b>					
Emprunt non garanti					
En dollars US (363 \$ US en 2011; 483 \$ US en 2010)	2016	366	1,6 %	480	0,8 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (350 \$ US en 2011)	2021	356	4,7 %	–	–
		<u>722</u>		<u>480</u>	
<b>GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (373 \$ US en 2011; 392 \$ US en 2010)	2018 à 2030	379	7,8 %	389	7,8 %
<b>TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY</b>					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (30 \$ US en 2011; 31 \$ US en 2010)	2012 à 2017	31	4,4 %	31	4,4 %
<b>PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM</b>					
Billets de premier rang garantis <sup>(3)</sup>					
En dollars US (147 \$ US en 2011; 164 \$ US en 2010)	2018	147	6,1 %	161	6,1 %
<b>AUTRES</b>					
Billets de premier rang					
En dollars US (néant en 2011; 12 \$ US en 2010)		–	–	12	7,3 %
		<u>18 567</u>		<u>17 922</u>	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		935		894	
		<u>17 632</u>		<u>17 028</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 13 millions de dollars (8 millions de dollars en 2010) au titre des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2011 (250 millions de dollars US au 31 décembre 2010).
- (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 : 935 millions de dollars en 2012; 903 millions de dollars en 2013; 971 millions de dollars en 2014, 1 084 millions de dollars en 2015 et 1 227 millions de dollars en 2016.

Dans le cours normal des affaires, TCPL et diverses filiales en propriété exclusive fournissent également des garanties au nom de la société ou de filiales en propriété exclusive relativement à des dettes à des tiers. Ces garanties ont pour objet de faciliter l'obtention d'un crédit suffisant pour réaliser leurs activités commerciales prévues.

### TransCanada PipeLines Limited

En novembre 2011, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 3,65 % et échéant le 15 novembre 2021 pour une valeur de 500 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 4,55 % et échéant le 15 novembre 2041 pour une valeur de 250 millions de dollars.

En mai 2011, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 9,50 % d'un montant de 60 millions de dollars.

En janvier 2011, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 4,3 % d'un montant de 300 millions de dollars.

En septembre 2010, TCPL a émis pour une valeur de 1,0 milliard de dollars US de billets de premier rang échéant le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> juin 2015 et le 1<sup>er</sup> 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 janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et 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 2011.

### TransCanada PipeLine USA Ltd.

TCPL USA dispose d'une facilité de crédit consortiale, non garantie et confirmée initiale de 1,0 milliard de dollars US garantie par TCPL qui a été réduite à 800 millions de dollars US à la suite du remboursement d'un prêt à terme de 200 millions de dollars US en août 2011. La facilité se compose d'un emprunt à terme de cinq ans de 500 millions de dollars US échéant en 2012 et d'une facilité de crédit renouvelable de 300 millions de dollars US échéant en février 2013, et elle est décrite plus en détail à la note 10. La dette à long terme comprend le solde

impayé de 500 millions de dollars US sur le prêt à terme au 31 décembre 2011 (700 millions de dollars US en 2010) qui a été entièrement remboursé en janvier 2012.

#### TC PipeLines, LP

En juillet 2011, TC PipeLines, LP a haussé sa facilité de crédit consortiale renouvelable de premier rang pour la porter à 500 millions de dollars US et en a reporté l'échéance à juillet 2016. En décembre 2011, TC PipeLines, LP a remboursé un emprunt à terme de 300 millions de dollars US à l'échéance au moyen d'un prélèvement sur cette facilité de crédit et, au 31 décembre 2011, un montant de 363 millions de dollars US (8 millions de dollars US en 2010) avait été prélevé sur la facilité de crédit.

En juin 2011, TC PipeLines, LP a émis des billets de premier rang à 4,65 % d'un montant de 350 millions de dollars US échéant en 2021. Le produit de l'émission a servi à rembourser en partie le prêt à terme et les emprunts de TC PipeLines, LP conformément à une facilité de crédit renouvelable de premier rang ainsi qu'à rembourser son prêt-relais décrit ci-après.

En mai 2011, TC PipeLines, LP a effectué des prélèvements de 61 millions de dollars US sur un prêt-relais et de 125 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable de premier rang pour financer en partie l'acquisition d'une participation de 25 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») ainsi qu'il est décrit plus en détail à la note 23.

#### Intérêts débiteurs

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme	<b>1 154</b>	1 149	1 212
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	<b>63</b>	65	73
Intérêts sur la dette à court terme	<b>123</b>	68	41
Intérêts capitalisés	<b>(302)</b>	(587)	(358)
Amortissement et autres charges financières <sup>(1)</sup>	<b>6</b>	59	18
	<b>1 044</b>	754	986

<sup>(1)</sup> 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 1 069 millions de dollars en 2011 (718 millions de dollars en 2010; 968 millions de dollars en 2009) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de l'intérêt capitalisé dans le cadre des projets de construction.

## NOTE 14 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

Encours (en millions de dollars)	Dates de remboursement	2011		2010	
		Encours au 31 décembre <sup>(1)</sup>	Taux d'intérêt <sup>(2)</sup>	Encours au 31 décembre <sup>(1)</sup>	Taux d'intérêt <sup>(2)</sup>
<b>NORTHERN BORDER PIPELINE COMPANY</b>					
Billets de premier rang non garantis En dollars US (175 \$ US en 2011 et 2010)	2016 à 2021	177	7,1 %	174	7,1 %
Facilité de crédit bancaire En dollars US (62 \$ US en 2011; 96 \$ US en 2010)	2016	62	1,6 %	94	0,5 %
<b>IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM, L.P.</b>					
Billets de premier rang non garantis En dollars US (169 \$ US en 2011; 178 \$ US en 2010)	2019 à 2027	171	6,1 %	176	6,1 %
<b>BRUCE POWER L.P. ET BRUCE POWER A L.P.</b>					
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	2018	194	7,5 %	207	7,5 %
Emprunt à terme	2031	88	7,1 %	90	7,1 %
<b>GAZODUC TRANS QUÉBEC ET MARITIMES INC.</b>					
Obligations	2014 à 2017	87	4,2 %	87	4,2 %
Emprunt à terme	2016	30	2,2 %	35	1,6 %
<b>AUTRES</b>	2012 à 2016	13	4,0 %	3	2,7 %
		<b>822</b>		866	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises		<b>33</b>		65	
		<b>789</b>		801	

(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 TC 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.

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<sup>er</sup> 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 : 15 millions de dollars en 2012; 8 millions de dollars en 2013; 44 millions de dollars en 2014, 7 millions de dollars en 2015 et 149 millions de dollars en 2016.

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 : 18 millions de dollars en 2012; 20 millions de dollars en 2013; 22 millions de dollars en 2014, 26 millions de dollars en 2015 et 31 millions de dollars en 2016.

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 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 %.

### 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>	2011	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme	34	39	51
Intérêts sur les obligations au titre de contrats de location-acquisition	22	16	17
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	(1)	4	(4)
	<b>55</b>	59	64

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'est établie à 31 millions de dollars en 2011 (42 millions de dollars en 2010; 41 millions de dollars en 2009), 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 15 millions de dollars en 2011 (16 millions de dollars en 2010; 17 millions de dollars en 2009).

### NOTE 15 BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

<i>Encours (en millions de dollars)</i>	Date de remboursement	2011		2010	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt réel	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt réel
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
En dollars US (1 000 \$ US en 2011 et 2010)	2017	<u>1 009</u>	6,5 %	<u>985</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 un 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 16 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>	<b>2011</b>	2010
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP <sup>(1)</sup>	<b>997</b>	686
Participation sans contrôle dans Portland <sup>(2)</sup>	<b>79</b>	82
	<b>1 076</b>	768

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>	<b>2011</b>	2010	2009
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP <sup>(1)</sup>	<b>101</b>	87	66
Participation sans contrôle dans Portland <sup>(2)</sup>	<b>6</b>	6	8
	<b>107</b>	93	74

<sup>(1)</sup> Le 3 mai 2011, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 61,8 % à 66,7 % à la suite de l'émission de titres de participation en faveur de participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP relativement à la vente de participations de 25 % dans les pipelines de GTN LLC et de Bison LLC de TCPL à TC PipeLines, LP. La participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP s'établissait à 61,8 % du 18 novembre 2009 au 2 mai 2011, à 57,4 % du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 17 novembre 2009 et à 67,9 % du 22 février 2007 au 30 juin 2009.

<sup>(2)</sup> Au 31 décembre 2011, la participation sans contrôle dans Portland représentait la participation de 38,3 % (38,3 % aux 31 décembre 2010 et 2009) n'étant pas détenue par TCPL.

En 2011, TCPL a touché des honoraires de 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2010 et en 2009) et de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2010; 8 millions de dollars en 2009) pour les services fournis respectivement à TC PipeLines, LP et à Portland.

**NOTE 17 ACTIONS ORDINAIRES**

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars)
En circulation au 1 <sup>er</sup> janvier 2009	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'actons ordinaires en contrepartie d'espèces	26 121	987
En circulation au 31 décembre 2010	675 547	11 636
<b>Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces</b>	<b>56 325</b>	<b>2 401</b>
<b>En circulation au 31 décembre 2011</b>	<b>731 872</b>	<b>14 037</b>

**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 2011, la société disposait d'un montant d'environ 2,7 milliards de dollars (3,6 milliards de dollars en 2010; 2,6 milliards de dollars en 2009) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

**Dividendes au comptant**

En 2011, des dividendes au comptant de 1,2 milliard de dollars ont été versés (1,1 milliard de dollars en 2010; 976 millions de dollars en 2009).

**NOTE 18 ACTIONS PRIVILÉGIÉES**

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions autorisées et en circulation	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	<b>2011</b>	2010
	(en milliers)			(en millions de dollars)	(en millions de dollars)
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	<b>195</b>	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	<b>194</b>	194
				<b>389</b>	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 à l'intention des participants au RDA de TransCanada. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada et 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. TransCanada se réserve le droit d'émettre des actions ordinaires sur le capital autorisé à escompte à concurrence de 5 % ou d'acheter des actions sur le marché libre pour respecter ses obligations aux termes du RDA. À compter des dividendes déclarés en avril 2011, les actions ordinaires obtenues au moyen de dividendes au comptant réinvestis sont acquises sur le marché libre à un cours qui correspond à 100 % du prix d'achat moyen pondéré. Auparavant, les actions ordinaires obtenues au moyen de dividendes au comptant réinvestis étaient obtenues sous forme d'actions émises sur le capital autorisé à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. En 2009 et en 2010, l'escompte avait été établi à 3 %, et il a été ramené à 2 % à partir des dividendes déclarés en février 2011.

**Dividendes au comptant**

En 2011, en 2010 et en 2009, 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 19 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS**

Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service d'immobilisations liées aux oléoducs et aux gazoducs réglementés aux États-Unis ainsi qu'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 locateur est responsable du passif lié au déclassement aux termes du contrat de location.

Par le truchement de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières, l'ONÉ examine plusieurs questions importantes relatives aux coûts de cessation d'exploitation futurs des pipelines réglementés au Canada. Dans sa décision de mai 2009, l'ONÉ a fixé plusieurs délais de dépôt de documents liés aux questions financières, notamment les délais pour la préparation et le dépôt d'estimations des coûts de cessation d'exploitation devant servir à la mise de côté de fonds. TCPL a déposé ses estimations de coûts de cessation d'exploitation pour ses gazoducs et oléoducs canadiens le 30 novembre 2011, conformément à la décision de l'ONÉ. Ces estimations devraient éclaircir la portée des OMHSI; cependant, il demeure impossible de déterminer le moment de la mise hors service de ces immobilisations. Par conséquent, la société n'a constaté aucun montant au titre des OMHSI pour ces immobilisations.

Les OMHSI constatées pour le secteur des gazoducs visent les gazoducs non réglementés et les installations réglementées de stockage de gaz naturel. Au 31 décembre 2011, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les OMHSI liées à ces installations s'établissaient à 63 millions de dollars (62 millions de dollars en 2010), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation annuel variant de 1,2 % à 4,0 %. La juste valeur estimative de ce passif s'établissait à 26 millions de dollars au 31 décembre 2011 (24 millions de dollars en 2010) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 4,3 % à 11,0 %. Au 31 décembre 2011, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 2012 à 2029.

Les OMHSI constatées pour le secteur de l'énergie visent certaines centrales électriques et les installations non réglementées de stockage de gaz naturel. Au 31 décembre 2011, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les OMHSI du secteur de l'énergie s'établissaient à 641 millions de dollars (719 millions de dollars en 2010), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation annuel variant de 2,0 % à 2,5 %. La juste valeur estimative de ce passif s'établissait à 43 millions de dollars au 31 décembre 2011 (42 millions de dollars en 2010) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,2 % à 6,8 %. 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. Au 31 décembre 2011, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 2018 à 2061.

#### Rapprochement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations<sup>(1)</sup>

(en millions de dollars)	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2010	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
<b>Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs</b>	<b>–</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>
<b>Charge de désactualisation</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	<b>26</b>	<b>43</b>	<b>69</b>

<sup>(1)</sup> Au 31 décembre 2011, les montants reportés et les crédettes comprenaient des OMHSI totalisant respectivement 68 millions de dollars (65 millions de dollars en 2010) et 1 million de dollars (1 million de dollars en 2010).

#### NOTE 20 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 (huit ans en 2010 et en 2009).

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes CD comportant des régimes 401(k) 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 était est d'environ 12 ans au 31 décembre 2011. Les cotisations au régime d'épargne et aux régimes CD sont passées en charges au moment où elles sont engagées. En 2011, la société a passé en charges un montant de 23 millions de dollars (21 millions de dollars en 2010 et en 2009) 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 93 millions de dollars en 2011 (127 millions de dollars en 2010; 168 millions de dollars en 2009), y compris un montant de 23 millions de dollars en 2011 (21 millions de dollars en 2010 et en 2009) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD. En plus de ces versements au comptant, la société a fourni, en 2011, une lettre de crédit de 27 millions de dollars en faveur du régime PD.

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<sup>er</sup> janvier 2012, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations</b>				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 622	1 476	159	150
Coût des services rendus au cours de la période	54	50	2	2
Intérêts débiteurs	91	89	9	9
Cotisations des employés	4	4	1	1
Prestations versées	(71)	(73)	(9)	(9)
Perte actuarielle	131	95	7	8
Transferts	–	(8)	–	–
Variations du taux de change	5	(11)	1	(2)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 836	1 622	170	159
<b>Variation des actifs des régimes</b>				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 636	1 447	29	27
Rendement réel des actifs des régimes	21	177	–	3
Cotisations de l'employeur	62	98	8	8
Cotisations des employés	4	4	1	1
Prestations versées	(71)	(73)	(9)	(9)
Transferts	–	(8)	–	–
Variations du taux de change	4	(9)	–	(1)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 656	1 636	29	29
Situation de capitalisation – (déficit) excédent des régimes	(180)	14	(141)	(130)
Perte actuarielle nette non amortie	549	345	50	42
Coûts non amortis au titre des services passés	15	18	(3)	(3)
<b>Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant</b>	<b>384</b>	<b>377</b>	<b>(94)</b>	<b>(91)</b>

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	
	2011	2010	2011	2010
Actifs incorporels et autres actifs	399	380	–	–
Montants reportés	(15)	(3)	(94)	(91)
	384	377	(94)	(91)

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	
	2011	2010	2011	2010
Obligation au titre des prestations	<b>(1 836)</b>	(417)	<b>(170)</b>	(159)
Juste valeur des actifs des régimes	<b>1 656</b>	391	<b>29</b>	29
<b>Situation de capitalisation – déficit des régimes</b>	<b>(180)</b>	(26)	<b>(141)</b>	(130)

En 2012, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 119 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux, au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ 31 millions de dollars. Outre ces cotisations, la société prévoit fournir, en 2012, une lettre de crédit de 48 millions de dollars en faveur du régime PD.

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
2012		85
2013		90
2014		94
2015		99
2016		104
Période de 2017 à 2021		591

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2011. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations de retraite sont les suivantes :

<i>Aux 31 décembre</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
Taux d'actualisation	<b>5,05 %</b>	5,55 %	<b>5,10 %</b>	5,65 %
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,15 %</b>	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 :

<i>Exercices clos les 31 décembre</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Taux d'actualisation	<b>5,55 %</b>	6,00 %	6,65 %	<b>5,60 %</b>	6,00 %	6,50 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	<b>6,95 %</b>	6,95 %	6,95 %	<b>6,40 %</b>	7,80 %	7,75 %
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,10 %</b>	3,20 %	3,25 %			

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 8,50 % pour 2012. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2019 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	15	(13)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	<b>54</b>	50	45	<b>2</b>	2	2
Intérêts débiteurs	<b>91</b>	89	89	<b>9</b>	9	9
Rendement réel des actifs des régimes	<b>(21)</b>	(177)	(206)	–	(3)	(5)
Perte actuarielle	<b>131</b>	95	107	<b>7</b>	8	10
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	<b>255</b>	57	35	<b>18</b>	16	16
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	<b>(93)</b>	68	107	<b>(2)</b>	1	3
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	<b>(110)</b>	(86)	(101)	<b>(5)</b>	(6)	(8)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	<b>3</b>	4	4	–	–	–
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	<b>2</b>	2	2
	<b>55</b>	43	45	<b>13</b>	13	13

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 :

<b>Catégorie d'actifs</b> <i>Aux 31 décembre</i>	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2011	2010	2011
Titres d'emprunt	<b>39 %</b>	37 %	<b>35 % à 60 %</b>
Titres de participation	<b>61 %</b>	63 %	<b>40 % à 65 %</b>
	<b>100 %</b>	100 %	

Les titres d'emprunt comprenaient la dette de la société d'un montant de 2 millions de dollars (0,1 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2011 et 2010. Les titres de participation comprenaient les actions ordinaires de la société d'un montant de 3 millions de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 3 millions de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2011 et 2010.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la valeur de marché par voie de référence aux prix observés disponibles, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et les autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi évalués à la juste valeur qui ont été répartis 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 inclus dans le deuxième niveau comprennent des évaluations déterminées au moyen de données autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données 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 observables. Les justes valeurs des actifs inclus dans le troisième niveau sont déterminées en fonction de données qui ne sont pas facilement observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble.

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	Pourcentage du portefeuille total		
<b>Catégorie d'actifs</b>										
<i>Aux 31 décembre</i>										
<i>(en millions de dollars canadiens)</i>										
	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010	<b>2011</b>	2010
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>25</b>	19	–	–	–	–	<b>25</b>	19	<b>1 %</b>	1 %
Titres de participation :										
Canada	<b>374</b>	394	<b>95</b>	93	–	–	<b>469</b>	487	<b>28 %</b>	29 %
États-Unis	<b>251</b>	225	<b>55</b>	117	–	–	<b>306</b>	342	<b>18 %</b>	21 %
International	<b>25</b>	31	<b>231</b>	199	–	–	<b>256</b>	230	<b>15 %</b>	14 %
Titres à revenu fixe										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	–	–	<b>303</b>	302	–	–	<b>303</b>	302	<b>18 %</b>	18 %
Provincial	–	–	<b>158</b>	127	–	–	<b>158</b>	127	<b>9 %</b>	8 %
Municipal	–	–	<b>4</b>	4	–	–	<b>4</b>	4	–	–
Entreprises	–	–	<b>47</b>	64	–	–	<b>47</b>	64	<b>3 %</b>	4 %
Obligations des États-Unis :										
État	–	–	<b>29</b>	28	–	–	<b>29</b>	28	<b>2 %</b>	2 %
Entreprises	–	–	<b>29</b>	19	–	–	<b>29</b>	19	<b>2 %</b>	1 %
International :										
Entreprises	–	–	<b>9</b>	–	–	–	<b>9</b>	–	<b>1 %</b>	–
Titres adossés à des créances immobilières	–	–	<b>30</b>	22	–	–	<b>30</b>	22	<b>2 %</b>	1 %
Autres placements										
Fonds de capital-investissement	–	–	–	–	<b>20</b>	21	<b>20</b>	21	<b>1 %</b>	1 %
	<b>675</b>	669	<b>990</b>	975	<b>20</b>	21	<b>1 685</b>	1 665	<b>100 %</b>	100 %

Le tableau qui suit présente la variation nette pour la catégorie de la juste valeur de troisième niveau.

<i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>	Fonds de capital- investissement
Solde au 31 décembre 2009	25
Pertes réalisées et non réalisées	(6)
Achats et ventes	2
Solde au 31 décembre 2010	21
<b>Pertes réalisées et non réalisées</b>	<b>(2)</b>
<b>Achats et ventes</b>	<b>1</b>
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	<b>20</b>

### 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 59 millions de dollars en 2011 (58 millions de dollars en 2010; 54 millions de dollars en 2009).

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<sup>er</sup> janvier 2012, et les prochaines évaluations requises auront lieu en date du 1<sup>er</sup> janvier 2013.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations</b>				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	<b>864</b>	695	<b>208</b>	170
Coût des services rendus au cours de la période	<b>27</b>	19	<b>11</b>	8
Intérêts débiteurs	<b>46</b>	42	<b>11</b>	10
Cotisations des employés	<b>8</b>	7	–	–
Prestations versées	<b>(33)</b>	(31)	<b>(4)</b>	(5)
Perte actuarielle	<b>73</b>	132	<b>25</b>	25
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	<b>985</b>	864	<b>251</b>	208
<b>Variation des actifs des régimes</b>				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	<b>727</b>	641	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	<b>13</b>	57	–	–
Cotisations de l'employeur	<b>53</b>	53	<b>6</b>	5
Cotisations des employés	<b>8</b>	7	–	–
Prestations versées	<b>(33)</b>	(31)	<b>(4)</b>	(5)
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	<b>768</b>	727	<b>2</b>	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	<b>(217)</b>	(137)	<b>(249)</b>	(208)
Perte actuarielle nette non amortie	<b>317</b>	230	<b>71</b>	49
Coûts non amortis au titre des services passés	–	–	<b>2</b>	2
<b>Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant</b>	<b>100</b>	93	<b>(176)</b>	(157)

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	
	2011	2010	2011	2010
Actifs incorporels et autres actifs	100	93	–	–
Montants reportés	–	–	(176)	(157)
	100	93	(176)	(157)

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 susmentionnées :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2011	2010	2011	2010
Obligation au titre des prestations	(979)	(864)	(251)	(208)
Juste valeur des actifs des régimes	761	727	2	–
<b>Situation de capitalisation – déficit des régimes</b>	<b>(218)</b>	<b>(137)</b>	<b>(249)</b>	<b>(208)</b>

En 2012, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations au titre de la capitalisation des régimes de retraite totaliseront environ 73 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
2012	37	7
2013	38	8
2014	40	8
2015	42	9
2016	44	10
Période de 2017 à 2021	310	60

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	
	2011	2010	2011	2010
Taux d'actualisation	4,75 %	5,25 %	4,60 %	5,10 %
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 les 31 décembre</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Taux d'actualisation	5,25 %	6,00 %	6,75 %	5,10 %	5,80 %	6,40 %
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 %			

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen d'augmentation de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 8,50 % pour 2012. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2019 et demeurera à ce niveau par la suite. 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 :

(en millions de dollars)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	4	(3)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	35	(28)

La quote-part de la société du coût net des avantages sociaux de ses coentreprises se présente comme suit :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	27	19	16	11	8	5
Intérêts débiteurs	46	42	40	11	10	9
Rendement réel des actifs des régimes	(13)	(57)	(63)	–	–	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	73	132	68	25	25	27
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	133	136	61	47	43	41
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	(38)	12	25	–	–	–
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	(62)	(128)	(67)	(22)	(24)	(28)
	33	20	19	25	19	13

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 :

Catégorie d'actifs	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2011	2010	2011
Aux 31 décembre			
Titres d'emprunt	45 %	41 %	40 %
Titres de participation	55 %	59 %	60 %
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt comprenaient 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 (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2011 et 2010. Les titres de participation comprenaient les actions ordinaires de la société d'un montant de 4 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2011 et 2010.

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 21 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 l'audit interne. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques financiers et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit 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 normalisés 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, et les variations de la juste valeur sont 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 et du gaz naturel. 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 les risques liés à l'exploitation et au prix de son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel 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 engagements de ventes d'électricité, la société produit de l'électricité ou achète de l'électricité aux termes de contrats, ce qui réduit par le fait même 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.

**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.

Une partie du résultat de TCPL provenant des secteurs des gazoducs, des oléoducs et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation 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 2011, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) (9,8 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) en 2010) et une juste valeur de 12,7 milliards de dollars (12,5 milliards de dollars US) (11,3 milliards de dollars (11,4 milliards de dollars US) en 2010). Au 31 décembre 2011, un montant de 79 millions de dollars (néant au 31 décembre 2010) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 66 millions de dollars (181 millions de dollars au 31 décembre 2010) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 15 millions de dollars (néant au 31 décembre 2010) a été inclus dans les débiteurs et un montant de 41 millions de dollars (néant au 31 décembre 2010) a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

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

Actif (passif) <i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2011		2010	
	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2012 à 2018)	93	3 850 US	179	2 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2012)	(4)	725 US	2	100 US
	89	4 575 US	181	2 900 US

<sup>(1)</sup> 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 doivent 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 2011 (12 millions de dollars en 2010).

### 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 instruments financiers conclus 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 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 réduisent 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, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, 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 les postes Débiteurs et autres et Actifs disponibles à la vente du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté sous la rubrique « Justes valeurs » de la présente note. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou le risque couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. Au 31 décembre 2011, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable au cours de l'exercice.

Au 31 décembre 2011, la concentration du risque de crédit de la société était de 274 millions de dollars (317 millions de dollars en 2010) à recevoir d'une contrepartie. 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.

En août 2011, la société a reçu des distributions finales de 2,1 millions d'actions ordinaires à la suite de réclamations antérieures dans le cadre de la faillite de Calpine Corporation en 2005. Ces actions ont été vendues sur le marché libre pour des gains totaux de 30 millions de dollars avant les impôts au titre desquels la société a constaté des gains avant les impôts de 15 millions de dollars en 2010. En 2008, la société avait reçu 15,5 millions d'actions ordinaires qui ont été vendues sur le marché libre pour 279 millions de dollars. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills PipeLines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en 2008 et 2009 et ils ont été transmis aux expéditeurs de ces réseaux en 2008 et 2009.

**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 continue de gérer 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, tel qu'il est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » de la présente note.

Au 31 décembre 2011, les lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 1,0 milliard de dollars US, 300 millions de dollars US et 2,0 milliards de dollars US échéant respectivement en octobre 2012, en novembre 2012, en février 2013 et en octobre 2016. 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, et elle a récemment entrepris un programme de papier commercial aux États-Unis.

**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 afin de maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2011 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 :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
Billets à payer	<b>1 863</b>	2 081
Montant net à rembourser à (recevoir de) TransCanada Corporation	<b>(750)</b>	1 340
Dette à long terme	<b>18 567</b>	17 922
Billets subordonnés de rang inférieur	<b>1 009</b>	985
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>(630)</b>	(648)
Dette nette	<b>20 059</b>	21 680
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle	<b>1 076</b>	768
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	<b>18 462</b>	15 747
Total des capitaux propres	<b>19 538</b>	16 515
	<b>39 597</b>	38 195

**Justes valeurs**

La valeur comptable de certains instruments financiers comprise 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 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 et au gaz naturel 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 juste 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>	2011		2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actifs financiers<sup>(1)</sup></b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	740	740	752	752
Débiteurs et autres <sup>(2)(3)</sup>	1 595	1 639	1 564	1 604
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	750	750	1 363	1 363
Actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	23	23	20	20
	<b>3 108</b>	<b>3 152</b>	3 699	3 739
<b>Passifs financiers<sup>(1)(3)</sup></b>				
Billets à payer	1 880	1 880	2 092	2 092
Créditeurs et montants reportés <sup>(4)</sup>	1 536	1 536	1 444	1 444
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	–	–	2 703	2 703
Intérêts courus	375	375	361	361
Dette à long terme	18 567	23 757	17 922	21 523
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	1 027	985	992
Dette à long terme des coentreprises	822	940	866	971
	<b>24 189</b>	<b>29 515</b>	26 373	30 086

(1) Le bénéfice net consolidé en 2011 comprenait des pertes de 13 millions de dollars (pertes de 8 millions de dollars en 2010) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (250 millions de dollars US en 2010) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

(2) Au 31 décembre 2011, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 284 millions de dollars (1 280 millions de dollars en 2010) dans les débiteurs, de 41 millions de dollars (40 millions de dollars en 2010) dans les autres actifs à court terme et de 293 millions de dollars (264 millions de dollars en 2010) dans les actifs incorporels et autres actifs.

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

(4) Au 31 décembre 2011, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 494 millions de dollars (1 414 millions de dollars en 2010) dans les créditeurs et de 42 millions de dollars (30 millions de dollars en 2010) 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 2011.

**Remboursements contractuels des passifs financiers<sup>(1)</sup>**

<i>(en millions de dollars)</i>	Paiements exigibles par période				
	Total	2012	2013 et 2014	2015 et 2016	2017 et par la suite
Billets à payer	1 880	1 880	–	–	–
Dette à long terme	18 567	935	1 874	2 311	13 447
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	–	–	–	1 009
Dette à long terme des coentreprises	822	33	94	213	482
	<b>22 278</b>	<b>2 848</b>	<b>1 968</b>	<b>2 524</b>	<b>14 938</b>

(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**

(en millions de dollars)	Paiements exigibles par période				
	Total	2012	2013 et 2014	2015 et 2016	2017 et par la suite
Dettes à long terme	16 541	1 180	2 227	1 989	11 145
Billets subordonnés de rang inférieur	355	65	129	129	32
Dettes à long terme des coentreprises	343	48	89	77	129
	17 239	1 293	2 445	2 195	11 306

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société pour 2011, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2011			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	213 \$	176 \$	3 \$	22 \$
Passifs	(212)\$	(212)\$	(14)\$	(22)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	23 500	103	–	–
Ventes	23 158	82	–	–
En dollars CA	–	–	–	684
En dollars US	–	–	1 269 US	250 US
Swaps de devises	–	–	47/37 US	–
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice <sup>(4)</sup>	(3)\$	(50)\$	(4)\$	1 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice <sup>(4)</sup>	58 \$	(74)\$	10 \$	10 \$
Dates d'échéance	2012-2018	2012-2016	2012	2012-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	42 \$	3 \$	– \$	13 \$
Passifs	(277)\$	(22)\$	(38)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	17 188	8	–	–
Ventes	9 217	–	–	–
En dollars US	–	–	91 US	600 US
Swaps de devises	–	–	136/100 US	–
Pertes nettes réalisées de l'exercice <sup>(4)</sup>	(150)\$	(17)\$	– \$	(16)\$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

(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 (« Gpi<sup>3</sup> »).

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus

respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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.

- <sup>(5)</sup> Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 13 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. En 2011, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 7 millions de dollars, étaient inclus dans les intérêts débiteurs. En 2011, 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.
- <sup>(6)</sup> En 2011, le bénéfice net comprenait des pertes de 3 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2011, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. 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 2011. 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>(en millions de dollars)</i>	Total	2012	2013 et 2014	2015 et 2016	2017 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	414	282	123	9	–
Passifs	(460)	(292)	(151)	(17)	–
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	217	121	91	5	–
Passifs	(408)	(208)	(135)	(50)	(15)
	(237)	(97)	(72)	(53)	(15)

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société pour 2010, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers autonomes, s'établissent comme suit :

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

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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, étaient 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 reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. 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)	2011	2010
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	<b>404</b>	273
Créditeurs	<b>(502)</b>	(337)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs (note 9)	<b>213</b>	374
Montants reportés (note 11)	<b>(352)</b>	(282)

#### Instruments financiers dérivés des contreparties

Le sommaire des instruments financiers dérivés comprend les montants liés aux instruments dérivés visant l'électricité utilisés par l'une des contreparties 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 l'électricité était de 35 millions de dollars au 31 décembre 2011 (48 millions de dollars en 2010). Ces contrats échoient entre 2012 et 2018. La quote-part des valeurs nominales des volumes des ventes d'électricité liée à ce risque revenant à la société s'établissait à 2 979 gigawattheures (« GWh ») au 31 décembre 2011 (3 772 GWh en 2010). La quote-part des valeurs nominales des volumes des achats d'électricité liée à ce risque revenant à la société était de 1 595 GWh au 31 décembre 2011 (2 322 GWh en 2010).

#### Instruments dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie

Les renseignements sur la façon dont les instruments dérivés et les activités de couverture influent sur la situation financière, la performance financière et les flux de la trésorerie de la société s'établissent comme suit :

	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêt	
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	<b>(252)</b>	(79)	<b>(59)</b>	(26)	<b>5</b>	10	<b>(1)</b>	(137)
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	<b>61</b>	(7)	<b>100</b>	(21)	–	–	<b>43</b>	32

#### Dispositions liées au risque de crédit éventuel

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des assurances financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2011, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 110 millions de dollars (92 millions de dollars en 2010), et la société a fourni à ce titre des garanties de 28 millions de dollars (4 millions de dollars en 2010) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2011, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 82 millions de dollars (88 millions de dollars en 2010). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

#### 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, autres que les prix cotés pour lesquelles toutes les données 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 observables. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau sont déterminées en fonction de données 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 2011 ou en 2010. Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur, y compris les tranches à court terme et à long terme, sont classés comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<i>Aux 31 décembre</i>								
<i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>								
Stocks de gaz naturel	-	-	29	49	-	-	29	49
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	35	28	-	-	35	28
Contrats de change	11	10	131	179	-	-	142	189
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	244	269	2	5	246	274
Contrats sur produits de base pour le gaz	124	93	55	56	-	-	179	149
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(23)	(47)	-	-	(23)	(47)
Contrats de change	(13)	(11)	(89)	(54)	-	-	(102)	(65)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(465)	(299)	(15)	(8)	(480)	(307)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(208)	(178)	(26)	(15)	-	-	(234)	(193)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	23	20	-	-	-	-	23	20
	<b>(63)</b>	<b>(66)</b>	<b>(109)</b>	<b>166</b>	<b>(13)</b>	<b>(3)</b>	<b>(185)</b>	<b>97</b>

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)</i>	Instruments dérivés <sup>(1)</sup>
Solde au 31 décembre 2009	(2)
Nouveaux contrats <sup>(2)</sup>	(16)
Règlements	(3)
Transferts au troisième niveau <sup>(3)</sup>	3
Transferts du troisième niveau <sup>(3)(4)</sup>	(38)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	14
Variation de la juste valeur des instruments dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	39
Solde au 31 décembre 2010	(3)
<b>Nouveaux contrats<sup>(2)</sup></b>	<b>1</b>
<b>Règlements</b>	<b>1</b>
<b>Transferts au troisième niveau<sup>(3)(4)</sup></b>	<b>(1)</b>
<b>Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net</b>	<b>1</b>
<b>Variation de la juste valeur des instruments dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(12)</b>
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	<b>(13)</b>

- (1) La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés est présentée sur une base nette.
- (2) Au 31 décembre 2011, 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 était de néant (1 million de dollars en 2010).
- (3) 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 sont observables.
- (4) Lorsqu'ils approchent de leur échéance, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 10 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 décembre 2011.

## NOTE 22 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
(Augmentation) diminution des débiteurs	<b>(15)</b>	(312)	315
Diminution (augmentation) des stocks	<b>27</b>	70	(19)
Augmentation des autres actifs à court terme	<b>(21)</b>	(87)	(249)
Augmentation (diminution) des créditeurs	<b>274</b>	92	(153)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	<b>17</b>	(19)	18
<b>Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation</b>	<b>282</b>	(256)	(88)

## NOTE 23 ACQUISITIONS ET CESSIONS

### Gazoducs

#### *TC PipeLines, LP*

Le 3 mai 2011, TCPL a réalisé la vente d'une participation de 25 % dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 605 millions de dollars US. Le prix d'achat comprenait une dette à long terme de 81 millions de dollars US, soit 25 % de l'encours de la dette de GTN LLC. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

Le 3 mai 2011, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne par voie de prise ferme de 7 245 000 parts ordinaires, y compris les 945 000 parts ordinaires achetées par les preneurs fermes aux termes du plein exercice de l'option de surallocation qui leur avait été accordée au prix de 47,58 \$ US la part. Le produit net de cet appel public à l'épargne, soit environ 331 millions de dollars US, a servi à financer en partie l'acquisition. L'acquisition a aussi été financée par des prélèvements de 61 millions de dollars US sur le prêt-relais de TC PipeLines, LP et de 125 millions de dollars US sur sa facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US.

Dans le cadre de cet appel public à l'épargne, TCPL a fait un apport de capital d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 % dans TC PipeLines, LP et la société n'a pas acheté de parts supplémentaires. À la suite de l'émission des parts ordinaires, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 % et elle a été constatée dans le surplus d'apport déduction faite d'un gain de dilution de 30 millions de dollars après les impôts (50 millions de dollars avant les impôts).

En novembre 2009, TC 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 TC 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 TC 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 TC PipeLines, LP. Dans le cadre de l'opération, la société a convenu de modifier sa convention de droits de distribution incitatifs à titre de commandité auprès de TC PipeLines, LP. La contrepartie totale remise à TCPL par TC PipeLines, LP avoisinait les 395 millions de dollars US et comportait 200 millions de dollars US sous forme de trésorerie ainsi que 6 371 680 parts ordinaires de TC PipeLines, LP. À la suite de cette opération, TCPL n'a constaté aucun gain ni aucune perte et sa participation dans TC PipeLines, LP a été portée à 42,6 %. La participation accrue de la société dans TC PipeLines, LP a aussi donné lieu à une réduction des participations sans contrôle et à une augmentation du surplus d'apport.

**Oléoducs***Keystone*

En août 2009, TCPL a acheté la participation restante d'environ 20 % 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 la société dans Keystone. TCPL a commencé à consolider intégralement les résultats de Keystone au moment de l'acquisition.

En 2009, avant le mois d'août, TCPL a financé des 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, passant de 62 % à 80 %, en contrepartie de 313 millions de dollars. Avant août 2009, la société consolidait proportionnellement les résultats des partenariats de Keystone.

**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
2012	87	(8)	79
2013	85	(7)	78
2014	81	(7)	74
2015	76	(5)	71
2016	75	(3)	72
2017 et par la suite	363	(2)	361
	767	(32)	735

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 2011 se sont élevées à 79 millions de dollars (80 millions de dollars en 2010; 64 millions de dollars en 2009).

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 le tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quote-part de TCPL des paiements aux termes des CAE en 2011 était de 394 millions de dollars (363 millions de dollars en 2010; 384 millions de dollars en 2009). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

	Mégawatts	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 2011, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 250 millions de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction pour le réseau de l'Alberta et Guadalajara.

Au 31 décembre 2011, la société devait engager, dans le secteur des oléoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 992 millions de dollars, principalement pour les coûts de construction de Keystone XL.

Au 31 décembre 2011, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations totalisant environ 290 millions de dollars et comprenant la part des coûts en capital revenant à TCPL des projets de Bruce Power et de Cartie énergie éolienne.

Le 15 décembre 2011, TCPL a conclu avec Canadian Solar Solutions Inc, en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars, l'acquisition de neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW. Selon les modalités de l'entente, les travaux d'aménagement et de construction de chacun des neuf projets seront exécutés par Canadian Solar Solutions Inc., qui aura recours à des panneaux photovoltaïques. TCPL se portera acquéreur de chacun des projets après leur entrée en exploitation, une fois les travaux de construction terminés et les essais de réception effectués, conformément aux termes de CAE de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario. TCPL prévoit une mise en service entre la fin de 2012 et le milieu de 2013, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

### Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2011, la société avait constaté quelque 49 millions de dollars (59 millions de dollars en 2010) 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 actions en justice, procédures d'arbitrage 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.

### CAE de Sundance A

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A avaient été mis hors service pour être soumis à des tests et le propriétaire de la CAE a invoqué un cas de force majeure à cet égard en janvier 2011. En février 2011, le propriétaire a officiellement informé TCPL qu'il avait établi qu'il n'était pas rentable de remplacer ni de réparer les groupes électrogènes 1 et 2 et que la CAE de Sundance A devrait par conséquent être résiliée.

TCPL s'est inscrite en faux dans les deux cas, soit celui de force majeure et celui de destruction économique, aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévus dans la CAE, et les deux questions seront entendues dans le cadre d'un seul processus d'arbitrage exécutoire. À cette fin, le groupe d'arbitrage a décidé de la tenue d'une audience en avril 2012. En supposant que l'audience ne se prolongera pas au-delà de la période prévue, TCPL s'attend à une décision au milieu de 2012.

TCPL a continué de constater les produits et les coûts tout au long de 2011, car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. La société ne croit pas que les allégations du propriétaire répondent aux critères de force majeure ou de destruction stipulés dans la CAE et, par conséquent, elle a constaté un montant de 156 millions de dollars avant les impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain, mais TCPL est d'avis que la question sera réglée en sa faveur.

### 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'OEO et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties échoient en 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 863 millions de dollars au 31 décembre 2011. La juste valeur estimative de ces garanties de Bruce Power était évaluée à 29 millions de dollars au 31 décembre 2011. 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 2011, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 182 millions de dollars à un maximum de 498 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties était évaluée à 7 millions de dollars au 31 décembre 2011 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 PRINCIPES COMPTABLES DES ÉTATS-UNIS ET PRÉSENTATION DE L'INFORMATION**

Ainsi qu'il est commenté dans la note 3, TCPL adoptera les PCGR des États-Unis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les PCGR du Canada qui, à certains égards, diffèrent des PCGR des États-Unis. Les incidences des différences importantes entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis sont décrites dans la présente note.

**Rapprochement du bénéfice net et du résultat étendu avec les PCGR des États-Unis**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
<b>Bénéfice net – PCGR du Canada</b>	<b>1 633</b>	1 349	1 453
Ajustements, selon les PCGR des États-Unis :			
Perte non réalisée (gain non réalisé) sur les stocks de gaz naturel détenus <sup>(1)</sup>	<b>4</b>	15	(3)
Incidence fiscale de la perte (du gain) non réalisé(e) sur les stocks de gaz naturel détenus	<b>(1)</b>	(5)	1
Gain de dilution <sup>(2)</sup>	–	–	(29)
Incidence fiscale du gain de dilution	–	–	11
Recouvrement d'impôts découlant d'une modification à la législation fiscale pratiquement en vigueur au Canada <sup>(4)</sup>	<b>(4)</b>	(4)	–
<b>Bénéfice net – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 632</b>	1 355	1 433
Moins : bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	<b>(107)</b>	(93)	(74)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 525</b>	1 262	1 359
Moins : dividendes sur les actions privilégiées	<b>(22)</b>	(22)	(22)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 503</b>	1 240	1 337
<b>Autres éléments du résultat étendu – PCGR du Canada</b>	<b>(36)</b>	(239)	(153)
Ajustements, selon les PCGR des États-Unis :			
Variation de la situation de capitalisation de l'obligation au titre des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi <sup>(3)</sup>	<b>(106)</b>	(11)	7
Incidence fiscale de la variation de la situation de capitalisation de l'obligation au titre des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi	<b>27</b>	4	(2)
Variation de la situation de capitalisation de l'obligation au titre des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi d'une société comptabilisée à la valeur de consolidation	<b>(80)</b>	(119)	(48)
<b>Autres éléments du résultat étendu – PCGR des États-Unis</b>	<b>(195)</b>	(365)	(196)
Moins : autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	<b>(11)</b>	(6)	(7)
<b>Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle – PCGR des États-Unis</b>	<b>(206)</b>	(371)	(203)
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 297</b>	869	1 134

**Information préparée selon les PCGR des États-Unis**

Les différences entre les PCGR du Canada et l'information qui suit dressée selon les PCGR des États-Unis visent principalement la comptabilisation des participations dans des coentreprises. Conformément aux PCGR du Canada, la société comptabilise les participations dans des coentreprises selon la méthode de comptabilisation par intégration proportionnelle aux termes de laquelle la quote-part des actifs, passifs, produits, charges et flux de trésorerie de la société est incluse dans ses états financiers. Les PCGR des États-Unis exigent que ces participations dans des coentreprises soient constatées selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. L'information sur les soldes ayant été consolidés proportionnellement selon les PCGR du Canada se trouve dans la note 8 afférente aux présents états financiers. Les répercussions des différences importantes entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis sont décrites dans les notes ci-dessous.

**États consolidés condensés des résultats – PCGR des États-Unis**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
<b>Produits<sup>(1)</sup></b>	<b>7 694</b>	6 634	6 778
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>415</b>	453	478
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>			
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>(2)</sup>	<b>2 768</b>	2 434	2 621
Achats de produits de base revendus	<b>846</b>	960	772
Amortissement	<b>1 328</b>	1 160	1 201
Provision pour évaluation du PGM	<b>–</b>	146	–
	<b>4 942</b>	4 700	4 594
<b>Charges financières (produits financiers)</b>			
Intérêts débiteurs	<b>1 044</b>	754	986
Intérêts créditeurs et autres	<b>(55)</b>	(94)	(116)
	<b>989</b>	660	870
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>2 178</b>	1 727	1 792
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le bénéfice</b>			
Exigibles <sup>(2)(4)</sup>	<b>194</b>	(140)	15
Futurs <sup>(1)</sup>	<b>352</b>	512	344
	<b>546</b>	372	359
<b>Bénéfice net – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 632</b>	1 355	1 433
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	<b>107</b>	93	74
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 525</b>	1 262	1 359
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>22</b>	22	22
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 503</b>	1 240	1 337

**États consolidés du résultat étendu – PCGR des États-Unis**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
<b>Bénéfice net – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 632</b>	1 355	1 433
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>			
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(8)</sup>	<b>113</b>	(180)	(471)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(9)</sup>	<b>(73)</b>	89	258
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(10)</sup>	<b>(212)</b>	(169)	(29)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(11)</sup>	<b>147</b>	53	71
Gains actuariels et pertes actuarielles non réalisés sur les prestations de retraite et les autres régimes d'avantages sociaux <sup>(3)(12)</sup>	<b>(89)</b>	(12)	(1)
Reclassement dans le bénéfice net des gains actuariels et pertes actuarielles et coût des services passés sur les prestations de retraite et les autres régimes d'avantages sociaux <sup>(3)(13)</sup>	<b>10</b>	5	6
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(14)</sup>	<b>(91)</b>	(151)	(30)
Autres éléments du résultat étendu – PCGR des États-Unis	<b>(195)</b>	(365)	(196)
<b>Résultat étendu – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 437</b>	990	1 237
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>118</b>	99	81
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 319</b>	891	1 156
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>22</b>	22	22
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires – PCGR des États-Unis</b>	<b>1 297</b>	869	1 134

**Bilans consolidés condensés – PCGR des États-Unis***Aux 31 décembre (en millions de dollars)*

	<b>2011</b>	2010
<b>Actif</b>		
Actif à court terme <sup>(1)</sup>	<b>3 844</b>	4 146
Immobilisations corporelles <sup>(7)</sup>	<b>32 467</b>	30 987
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(3)(5)(6)</sup>	<b>5 077</b>	4 683
Écart d'acquisition	<b>3 534</b>	3 457
Actifs réglementaires <sup>(3)</sup>	<b>1 684</b>	1 699
Actifs incorporels et autres actifs <sup>(3)(6)</sup>	<b>1 460</b>	1 609
	<b>48 066</b>	46 581
<b>Passif</b>		
Passif à court terme <sup>(4)(7)</sup>	<b>5 501</b>	5 350
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	–	2 703
Passifs réglementaires	<b>297</b>	308
Montants reportés <sup>(3)(5)</sup>	<b>929</b>	728
Passifs d'impôts reportés <sup>(1)(3)(6)</sup>	<b>3 591</b>	3 241
Dettes à long terme <sup>(6)</sup>	<b>17 724</b>	17 122
Billets subordonnés de rang inférieur <sup>(6)</sup>	<b>1 016</b>	993
	<b>29 058</b>	30 445
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	<b>14 037</b>	11 636
Émises et en circulation : 2011 – 732 millions d'actions		
Émises et en circulation : 2010 – 676 millions d'actions		
Actions privilégiées	<b>389</b>	389
Surplus d'apport <sup>(2)</sup>	<b>394</b>	359
Bénéfices non répartis <sup>(1)(2)(4)</sup>	<b>4 561</b>	4 227
Cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>(3)</sup>	<b>(1 449)</b>	(1 243)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<b>17 932</b>	15 368
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>	<b>1 076</b>	768
	<b>19 008</b>	16 136
	<b>48 066</b>	46 581

**États consolidés du cumul des autres éléments du résultat étendu – PCGR des États-Unis**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Solde au début de l'exercice	<b>(1 243)</b>	(872)	(669)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(8)</sup>	<b>113</b>	(180)	(471)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(9)</sup>	<b>(73)</b>	89	258
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(10)</sup>	<b>(213)</b>	(165)	(27)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(11)</sup>	<b>137</b>	43	62
Gains actuariels et pertes actuarielles non réalisés sur les prestations de retraite et les autres régimes d'avantages sociaux <sup>(3)(12)</sup>	<b>(89)</b>	(12)	(1)
Reclassement dans le bénéfice net des gains actuariels et pertes actuarielles et coût des services passés sur les prestations de retraite et les autres régimes d'avantages sociaux <sup>(3)(13)</sup>	<b>10</b>	5	6
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(14)</sup>	<b>(91)</b>	(151)	(30)
Solde à la fin de l'exercice	<b>(1 449)</b>	(1 243)	(872)

**États consolidés condensés des flux de trésorerie – PCGR des États-Unis**

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010	2009
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>3 640</b>	2 817	2 974
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<b>(3 127)</b>	(5 296)	(7 324)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	<b>(536)</b>	2 253	4 205
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>4</b>	(7)	(93)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<b>(19)</b>	(233)	(238)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	<b>648</b>	881	1 119
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	<b>629</b>	648	881

(1) Conformément aux PCGR des États-Unis, les stocks sont constatés au coût ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants. Conformément aux PCGR du Canada, les stocks de gaz naturel détenus sont constatés à la juste valeur.

(2) Aux termes des PCGR des États-Unis, le gain de dilution découlant de l'émission de titres de participation de TC PipeLines, LP en 2009 a été comptabilisé en tant qu'opération sur capitaux propres. Aux termes des PCGR du Canada, le gain de dilution a été inclus dans le bénéfice net.

(3) Les PCGR des États-Unis exigent d'un employeur qu'il constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation d'un régime d'avantages postérieurs à l'emploi à prestations déterminées en tant qu'actif ou que passif et qu'il comptabilise les variations de la situation de capitalisation à l'état des autres éléments du résultat étendu dans l'exercice au cours duquel elles surviennent. Les montants constatés au bilan de la société établi selon les PCGR des États-Unis au titre des régimes PD et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
Actifs incorporels et autres actifs	–	40
Montants reportés	<b>(321)</b>	(156)
	<b>(321)</b>	(116)

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu établis selon les PCGR des États-Unis s'établissent comme suit :

	2011		2010		2009	
	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>						
Perte nette	283	29	179	24	170	21
Coût des prestations au titre des services passés	7	2	9	2	10	2
	<b>290</b>	<b>31</b>	188	26	180	23

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu établis selon les PCGR des États-Unis s'établissent comme suit :

	2011		2010		2009	
	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux	Prestations de retraite	Autres avantages sociaux
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>						
Amortissement de la perte nette comprise dans le cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation aux autres éléments du résultat étendu	(10)	(1)	(5)	(1)	(5)	(1)
Amortissement des (crédits) prestations au titre des services passés compris dans le cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation aux autres éléments du résultat étendu	(2)	–	(2)	–	(2)	–
Ajustement de la situation de capitalisation	113	6	15	4	2	(1)
	<b>101</b>	<b>5</b>	8	3	(5)	(2)

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation cumulée au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2011	2010
Obligation cumulée au titre des prestations constituées	1 691	1 463
Juste valeur des actifs des régimes	1 656	1 636
Situation de capitalisation – (déficit) surplus	(35)	173

L'obligation cumulée au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes ci-dessus ne comprennent pas les montants suivants qui sont liés à des régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
Obligation cumulée au titre des prestations constituées	<b>446</b>	182
Juste valeur des actifs des régimes	<b>391</b>	178
Situation de capitalisation – (déficit)	<b>(55)</b>	(4)

La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les régimes PD qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations pendant le prochain exercice s'établissent respectivement à 10 millions de dollars et à 1 million de dollars. La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations pendant le prochain exercice s'établissent respectivement à 1 million de dollars et à 1 million de dollars.

- <sup>(4)</sup> Aux termes des PCGR du Canada, la société a constaté des économies d'impôts sur le bénéfice exigibles découlant de la législation fiscale canadienne pratiquement en vigueur. Aux termes des PCGR des États-Unis, les lois doivent être entièrement en vigueur avant que des ajustements d'impôts sur le bénéfice puissent être constatés.

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non constatées s'établit comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2011</b>	2010
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	<b>58</b>	52
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	<b>9</b>	7
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	<b>(7)</b>	(1)
Augmentations brutes – positions de l'exercice à l'étude	<b>11</b>	8
Règlements	<b>–</b>	(7)
Déchéance du délai de prescription	<b>(23)</b>	(1)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	<b>48</b>	58

TCPL prévoit que la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes au cours des 12 prochains mois devrait donner lieu à un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 20 millions de dollars. D'autre part, sous réserve des résultats des travaux de vérification par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TCPL ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence importante sur ses états financiers.

TCPL et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'en 2006 inclusivement. La presque totalité des questions d'impôt fédéral d'importance aux États-Unis ont été réglées pour les exercices allant jusqu'à 2007 inclusivement et les questions liées à l'impôt étatique ont essentiellement été résolues pour les exercices allant jusqu'à 2006 inclusivement.

TCPL continue d'imputer aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts nette de l'exercice clos le 31 décembre 2011 comprend la reprise de 12 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (3 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2010; 8 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2009). Au 31 décembre 2011, la société avait constaté 7 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (19 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2010).

- <sup>(5)</sup> En raison du recours à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation pour certaines coentreprises selon les PCGR des États-Unis, la société est tenue d'inscrire un passif supplémentaires de 111 millions de dollars au 31 décembre 2011 (150 millions de dollars au 31 décembre 2010) au titre de certaines garanties liées à des titres d'emprunt et d'autres engagements en matière d'exécution des coentreprises que la société n'était pas tenue de constater lorsque le passif sous-jacent était inscrit au bilan selon la méthode de comptabilisation par intégration proportionnelle.

Les PCGR des États-Unis exigent la présentation de toute différence entre la valeur comptable du placement et les capitaux propres sous-jacents de l'entité détentrice dans l'actif net de l'entité détenue sur une base permanente, et non seulement à la date d'acquisition ainsi que l'exigent les PCGR du Canada. Au 31 décembre 2011, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company et de Bruce Power s'établissait respectivement à 120 millions de dollars US (121 millions de dollars US en 2010) et 752 millions de dollars (783 millions de dollars en 2010). Cette différence s'explique

avant tout par la constatation de l'écart d'acquisition attribuable à Northern Border et l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition de Bruce Power.

Le bénéfice provenant des placements à long terme qui a été distribué s'est chiffré à 494 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (250 millions de dollars en 2010; 265 millions de dollars en 2009). Le bénéfice provenant des placements à long terme qui n'a pas été distribué se chiffrait à 1 283 millions de dollars au 31 décembre 2011 (1 361 millions de dollars en 2010; 1 174 millions de dollars en 2009).

- (6) Conformément aux PCGR des États-Unis, les coûts liés à l'émission de titres d'emprunt sont constatés à titre d'actif reporté plutôt que d'être inclus dans la dette à long terme, ainsi que l'exigent les PCGR du Canada.
- (7) En 2009, TransCanada a fait l'acquisition de la tranche restante de 20 % dans Keystone, portant sa participation à 100 %. Aux termes des PCGR du Canada, cette opération était considérée en tant qu'un achat d'actif, alors qu'elle est considérée comme un regroupement d'entreprises aux termes des PCGR des États-Unis. Le prix d'achat a été ventilé aux immobilisations corporelles (734 millions de dollars US) et à la dette à court terme (197 millions de dollars US) au moyen de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Il n'y a aucune incidence sur l'état des résultats aux termes des PCGR des États-Unis compte tenu de l'absence de la création d'un gain ou d'une perte.
- (8) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 29 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 65 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 92 millions de dollars en 2009).
- (9) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 124 millions de dollars en 2009).
- (10) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 106 millions de dollars en 2011 (recouvrement d'impôts de 82 millions de dollars en 2010; recouvrement d'impôts de 38 millions de dollars en 2009).
- (11) Déduction faite d'une charge d'impôts de 77 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 28 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 48 millions de dollars en 2009).
- (12) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars en 2011 (recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars en 2010; néant en 2009).
- (13) Déduction faite d'une charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2011 (charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2010; charge d'impôts de 2 millions de dollars en 2009).
- (14) Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et au reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie annulés par des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie. Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars en 2011 (recouvrement de 69 millions de dollars en 2010; recouvrement de 17 millions de dollars en 2009).

## NOTE 26 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Échéance	2011		2010	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Billets à escompte <sup>(1)</sup>	2012	2 849	1,4 %	2 566	1,4 %
Facilité de crédit <sup>(2)</sup>		(1 435)	3,0 %	(1 203)	3,0 %
Facilité de crédit <sup>(3)</sup>	2012	(664)	3,8 %	–	–
		<b>750</b>		<b>1 363</b>	

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à rembourser à TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Échéance	2011		2010	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Facilité de crédit <sup>(3)</sup>	2012	—	—	2 703	3,8 %

<sup>(1)</sup> L'intérêt sur les billets à escompte est équivalent aux taux courants pour le papier commercial.

<sup>(2)</sup> TCPL a établi auprès de TransCanada une facilité de crédit renouvelable remboursable à vue de 2,0 milliards de dollars, ou l'équivalent en dollars US, portant intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel aux États-Unis. Cette facilité peut être résiliée par TransCanada à son gré.

<sup>(3)</sup> 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 2011, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 140 millions de dollars (70 millions de dollars en 2010; 52 millions de dollars en 2009) en intérêts débiteurs et un montant de 35 millions de dollars (19 millions de dollars en 2010; 20 millions de dollars en 2009) au titre des intérêts créditeurs en raison d'emprunts intersociétés. Au 31 décembre 2011, les créditeurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars à payer à TransCanada (6 millions de dollars en 2010).

La société a effectué des paiements d'intérêt de 144 millions de dollars à TransCanada en 2011 (66 millions de dollars en 2010; 52 millions de dollars en 2009).

**POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES CINQ DERNIERS EXERCICES***(en millions de dollars, sauf indication contraire)*

	2011	2010	2009	2008	2007
<b>États des résultats</b>					
Produits	9 139	8 064	8 181	8 547	8 731
BAIIA					
Gazoducs	2 967	2 769	3 122	3 315	3 077
Oléoducs	587	–	–	–	–
Énergie	1 281	1 117	1 132	1 169	970
Siège social	(86)	(99)	(117)	(104)	(102)
	4 749	3 787	4 137	4 380	3 945
Amortissement	(1 528)	(1 354)	(1 377)	(1 247)	(1 237)
BAII	3 221	2 433	2 760	3 133	2 708
Charges financières et autres	(1 044)	(719)	(931)	(992)	(918)
Impôts sur le bénéfice	(544)	(365)	(376)	(591)	(483)
Bénéfice net	1 633	1 349	1 453	1 550	1 307
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(107)	(93)	(74)	(108)	(75)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 526	1 256	1 379	1 442	1 232
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 504	1 234	1 357	1 420	1 210
Résultat comparable	1 542	1 368	1 308	1 259	1 087
<b>États des flux de trésorerie</b>					
Fonds provenant de l'exploitation	3 572	3 279	3 044	2 992	2 603
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	282	(256)	(88)	128	63
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 854	3 023	2 956	3 120	2 666
Dépenses en immobilisations et acquisitions	3 274	5 036	6 319	6 363	5 874
Cessions d'actifs, déduction faite des impôts sur le bénéfice exigibles	–	–	–	28	35
Dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	1 185	1 109	998	817	725
<b>Bilans</b>					
<b>Actif</b>					
Immobilisations corporelles :					
Gazoducs	18 385	18 230	18 333	19 339	18 122
Oléoducs	9 254	8 184	5 305	1 361	158
Énergie	10 545	9 745	9 158	8 435	5 127
Siège social	78	85	83	54	45
Total de l'actif	49 723	48 126	44 670	40 735	31 737
<b>Structure du capital</b>					
Dette à long terme	17 632	17 028	16 186	15 368	12 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 009	985	1 036	1 213	975
Participations sans contrôle	1 076	768	785	805	610
Actions privilégiées	389	389	389	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	18 073	15 358	14 483	12 574	9 664
<b>Données par action ordinaire (en dollars)</b>					
Bénéfice net – de base et dilué	2,22 \$	1,87 \$	2,20 \$	2,59 \$	2,33 \$
<b>Données par action privilégiée (en dollars)</b>					
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série U	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 \$
<b>Ratios financiers</b>					
Ratio du bénéfice sur les charges fixes <sup>(1)</sup>	2,3	1,8	2,1	2,7	2,6

<sup>(1)</sup> 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 avec les intérêts débiteurs et le bénéfice non réparti des participations comptabilisées selon la méthode de la 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.



(de gauche à droite)

**Alex Pourbaix**

Président,  
Énergie et oléoducs

**Wendy Hanrahan**

Vice-présidente directrice,  
Services généraux

**Sean McMaster**

Vice-président directeur,  
Relations avec les parties prenantes  
et chef du contentieux

**Russ Girling**

Président  
et chef de la direction

**Don Wishart**

Vice-président directeur,  
Exploitation et grands projets

**Don Marchand**

Vice-président directeur  
et chef des finances

**Dennis McConaghy**

Vice-président directeur  
Expansion de l'entreprise

**Greg Lohnes**

Président,  
Gazoducs

## POUR NOUS JOINDRE

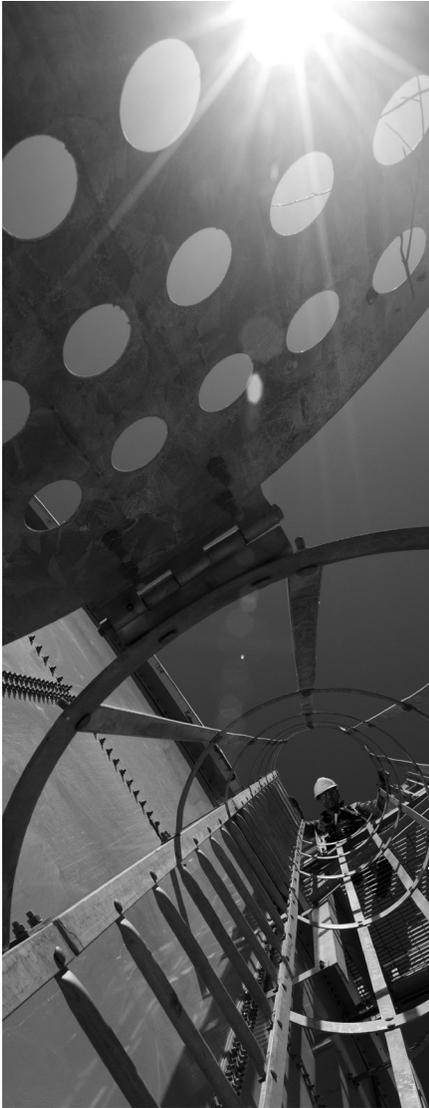
**Consulter [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) pour un complément d'information sur :**

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

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

David Moneta, Vice-président, Relations avec les investisseurs 1.800.361.6522 (Canada et États continentaux des États-Unis)

**TransCanada Corporation** TransCanada Tower, 450 First Street SW, Calgary, Alberta T2P 5H1  
**1.403.920.2000 1.800.661.3805**



## 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.

Recycler s.v.p



Imprimé au Canada en mars 2012



**Dow Jones  
Sustainability Indexes**  
Member 2011/12



**TransCanada**  
*Du possible au réel*