

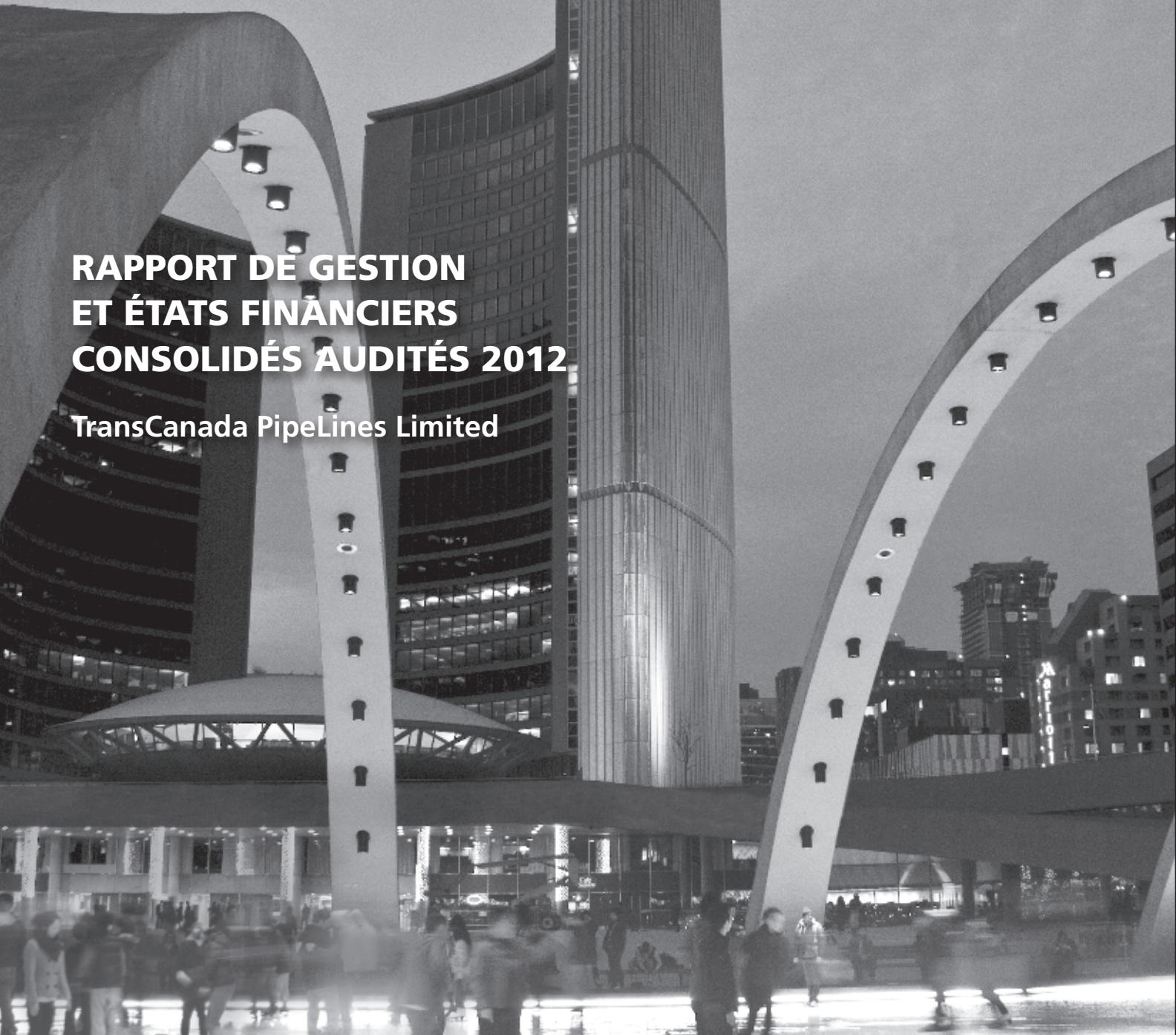


TransCanada

Du possible au réel

**RAPPORT DE GESTION
ET ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS AUDITÉS 2012**

TransCanada PipeLines Limited



Points saillants des résultats financiers de 2012

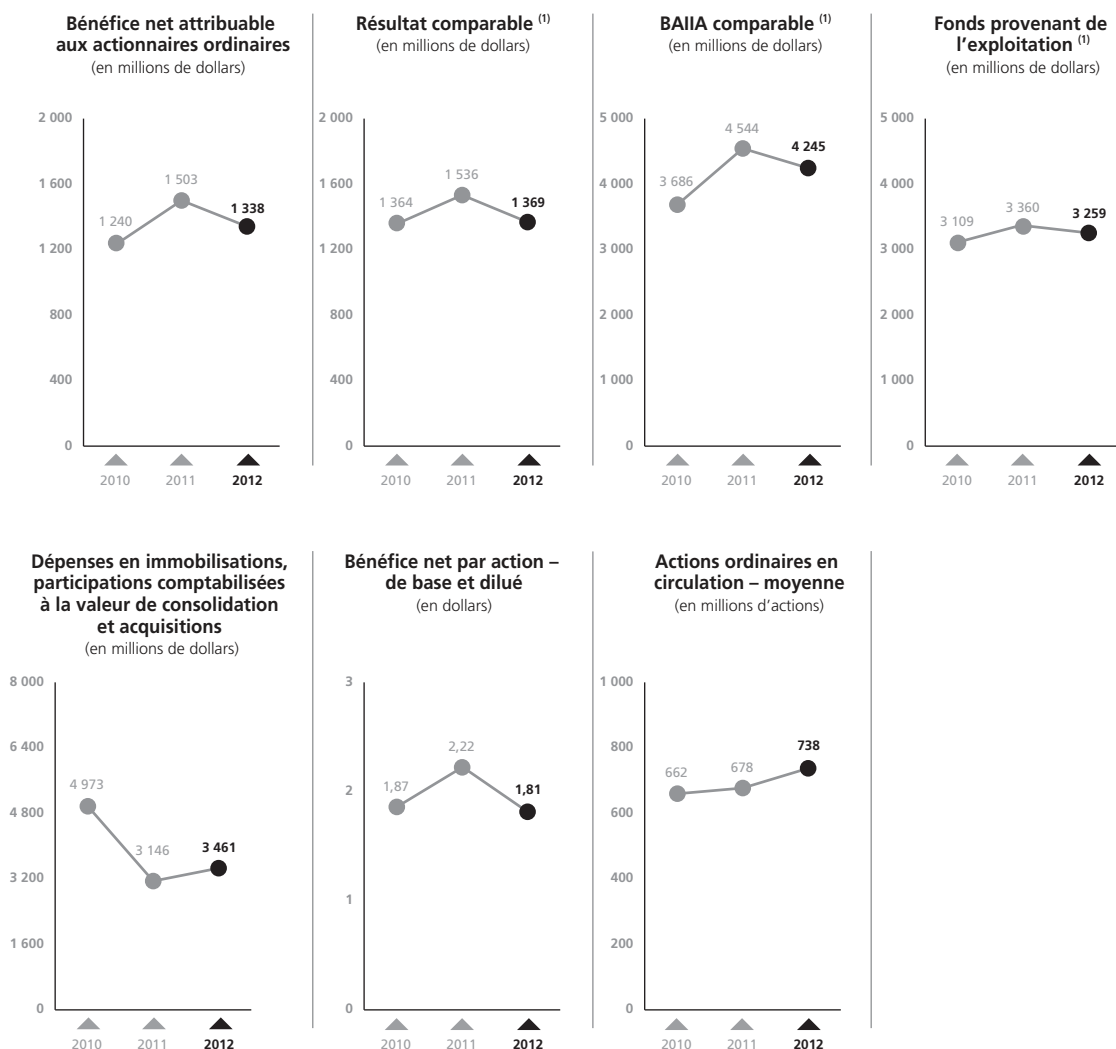
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires | **1,34 milliard de dollars ou 1,81 \$ par action**

Résultat comparable ⁽¹⁾ | **1,37 milliard de dollars**

Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable ⁽¹⁾ | **4,2 milliards de dollars**

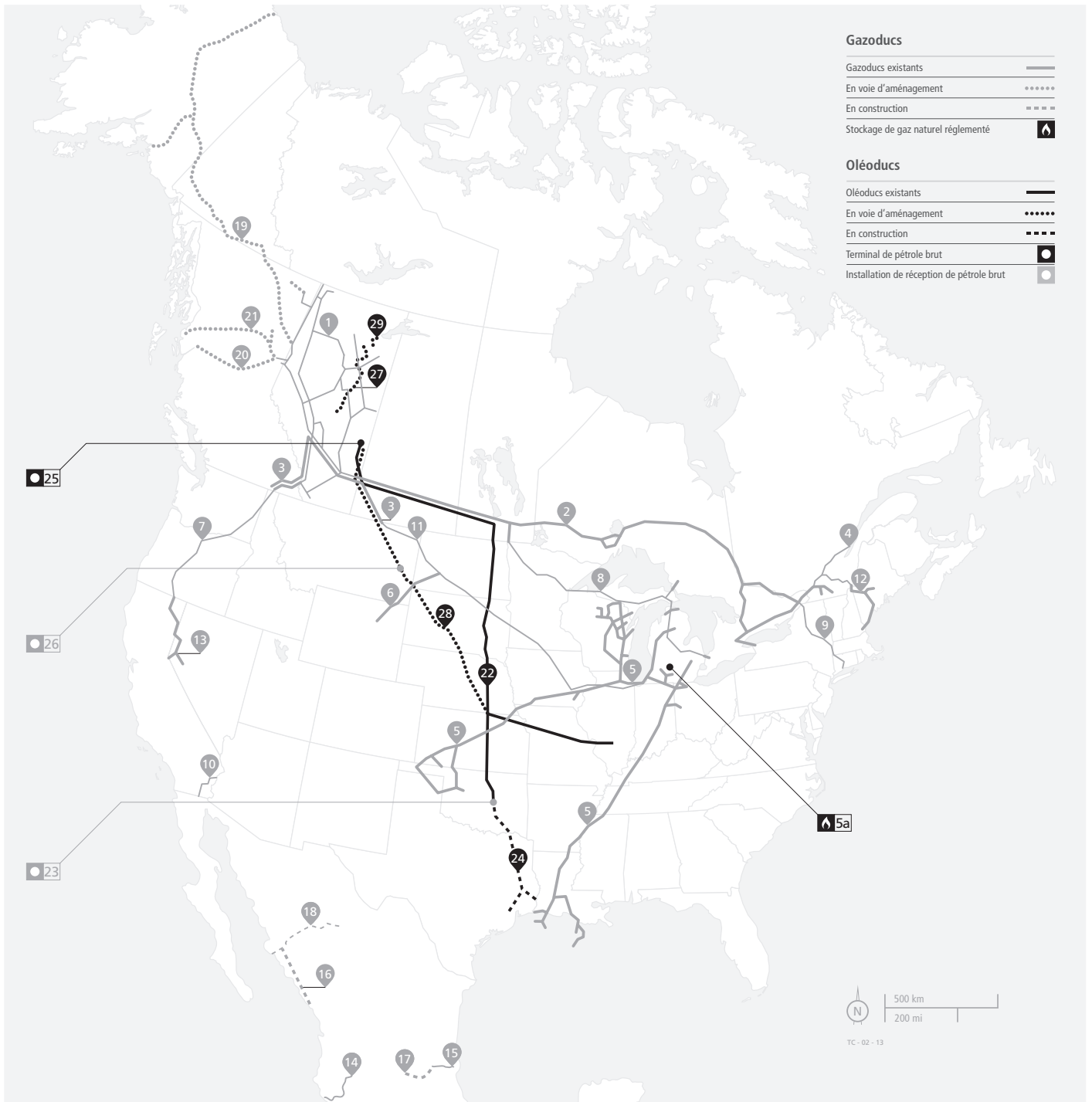
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾ | **3,3 milliards de dollars**

Dépenses en immobilisations, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions | **3,5 milliards de dollars**



(1) Mesure non conforme aux PCGR qui ne constitue pas une mesure définie prescrite par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR »). Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à la section sur les mesures non conformes aux PCGR du rapport de gestion dans le rapport annuel 2012.

En couverture : Le Square Nathan Phillips brillant de mille feux à Toronto, Ontario, Canada. TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») construit et exploite des installations sûres et fiables pour livrer le gaz naturel, l'électricité et les produits pétroliers dont des millions de personnes ont besoin au quotidien. TCPL détient une participation de 50 % dans le Portlands Energy Centre, qui peut répondre à 25 % des besoins en électricité de la ville de Toronto.



Gazoducs

- Gazoducs existants ———
- En voie d'aménagement (dotted line)
- En construction - - - - - (dashed line)
- Stockage de gaz naturel réglementé

Oléoducs

- Oléoducs existants ———
- En voie d'aménagement (dotted line)
- En construction - - - - - (dashed line)
- Terminal de pétrole brut
- Installation de réception de pétrole brut

Gazoducs

Pipelines au Canada

- 1 Réseau de l'Alberta ———
- 2 Réseau principal au Canada ———
- 3 Foothills ———
- 4 Gazoduc Trans Québec & Maritimes (« TQM ») ———

Pipelines aux États-Unis

- 5 Pipeline d'ANR ———
- 5a Stockage de gaz naturel réglementé d'ANR
- 6 Bison ———
- 7 Gas Transmission Northwest (« GTN ») ———

Pipelines aux États-Unis (suite)

- 8 Great Lakes ———
- 9 Iroquois ———
- 10 North Baja ———
- 11 Northern Border ———
- 12 Portland ———
- 13 Tuscarora ———

Pipelines au Mexique

- 14 Guadalajara ———
- 15 Tamazunchale ———

En construction

- 16 Pipeline de Mazatlan - - - - -
- 17 Prolongement du pipeline de Tamazunchale - - - - -
- 18 Pipeline de Topolobampo - - - - -

En voie d'aménagement

- 19 Projet de pipeline de l'Alaska (dotted line)
- 20 Coastal GasLink (dotted line)
- 21 Projet de transport de gaz de Prince Rupert (dotted line)

Oléoducs

Pipelines canado-américains

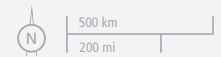
- 22 Réseau d'oléoducs Keystone ———

En construction

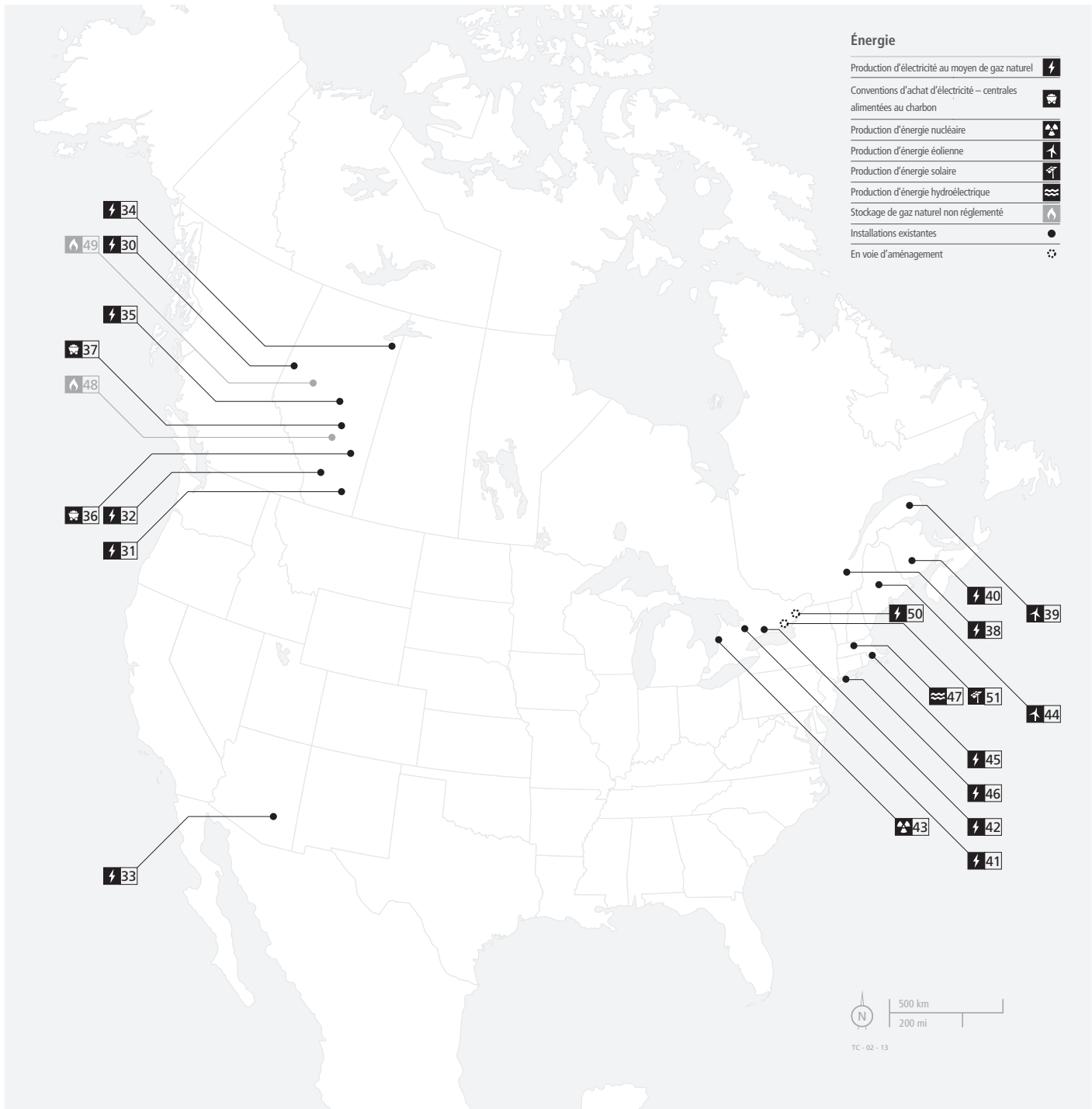
- 23 Installation de réception Marketlink de Cushing
- 24 Projet de la côte du golfe - - - - -
- 25 Terminal de Hardisty de Keystone

En voie d'aménagement

- 26 Installation de réception Marketlink de Bakken
- 27 Pipeline Grand Rapids (dotted line)
- 28 Pipeline Keystone XL (dotted line)
- 29 Pipeline Northern Courier (dotted line)



TC - 02 - 13



Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

30 Bear Creek	⚡
31 Cancarb	⚡
32 Carseland	⚡
33 Coolidge ¹	⚡
34 Mackay River	⚡
35 Redwater	⚡
36 CAE de Sheerness	🏭
37 CAE de Sundance A	🏭
37 CAE de Sundance B	🏭

Canada – Installations énergétiques de l'Est

38 Bécancour	⚡
39 Cartier énergie éolienne	🌬️
40 Grandview	⚡
41 Halton Hills	⚡
42 Portlands Energy	⚡

Bruce Power

43 Bruce A	⚡
43 Bruce B	⚡

Installations énergétiques aux États-Unis

44 Parc éolien de Kibby	🌬️
45 Ocean State Power	⚡
46 Ravenswood	⚡
47 TC Hydro	🌊

Stockage de gaz naturel non réglementé

48 CrossAlta	🔥
49 Edson	🔥

En voie d'aménagement

50 Napanee	⚡
51 Énergie solaire en Ontario	☀️

¹ Centrale située en Arizona, dont les résultats font partie du secteur Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

Rapport de gestion

Le 11 février 2013

Le rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Pipelines Limited. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société en date du 31 décembre 2012. Les chiffres comparatifs, qui étaient auparavant présentés 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*, ont été ajustés au besoin afin d'être conformes à nos politiques comptables aux termes des PCGR des États-Unis, que nous avons adoptés en date du 1^{er} janvier 2012.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés comparatifs audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2012, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	2
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	4
• Trois entreprises essentielles	4
• Stratégie à long terme	5
• Points saillants des résultats financiers de 2012	6
• Perspectives	10
• Mesures non conformes aux PCGR	11
GAZODUCS	15
OLÉODUCS	33
ÉNERGIE	43
SIÈGE SOCIAL	66
SITUATION FINANCIÈRE	68
AUTRES RENSEIGNEMENTS	76
• Risques et gestion des risques	76
• Contrôles et procédures	84
• Attestations du chef de la direction et du chef des finances	84
• Conventions et estimations comptables critiques	84
• Instruments financiers	89
• Modifications comptables	97
• Résultats trimestriels	98
GLOSSAIRE	104

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TCPL » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada PipeLines Limited et ses filiales.

Les abréviations et les sigles qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 104.

Tous les renseignements sont en date du 11 février 2013 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Nous communiquons des informations prospectives afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction des plans et perspectives financières pour l'avenir ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs se fondent sur certaines hypothèses ainsi que sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre. Les énoncés prospectifs présentés dans le rapport de gestion peuvent comprendre des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, dont la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- 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 et d'obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, risques et incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et sont soumises aux risques et incertitudes suivants :

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et le 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 incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts pour entretien préventif et correctif et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la fiabilité et l'intégrité de nos actifs;

- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et désinvestissements.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre les initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés;
- le rendement d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par notre entreprise pipelinère aux États-Unis;
- 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 incidence;
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- le rendement de nos contreparties;
- les changements liés aux circonstances politiques;
- 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;
- la cybersécurité;
- les taux d'intérêt et de change;
- les conditions météorologiques;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés 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 et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Pour obtenir des renseignements sur d'autres données financières consolidées de TCPL pour les trois derniers exercices, voir la rubrique « Renseignements complémentaires », qui débute à la page 166.

Il est également possible d'obtenir de plus amples renseignements sur TCPL dans la notice annuelle et d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

Au sujet de la société

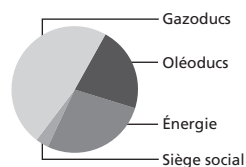
Fort de l'expérience de plus de 60 ans, TCPL est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, dont des gazoducs, des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. La société est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation (« TransCanada »)

TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

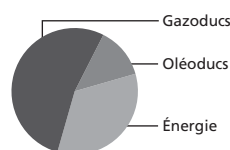
Nous divisons nos activités en trois secteurs : les gazoducs, les oléoducs et l'énergie. Nous comptons aussi un secteur qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées visant à appuyer les secteurs d'exploitation et à en assurer la gouvernance.

Le portefeuille d'actifs énergétiques de 48 milliards de dollars permet de répondre aux besoins de gens qui se fient à nous pour les approvisionner chaque jour en électricité de manière sécuritaire et fiable. Nous menons nos activités d'exploitation dans sept provinces canadiennes, dans 31 États américains, au Mexique et dans trois pays de l'Amérique du Sud.

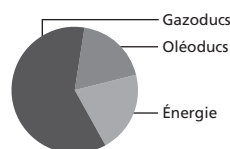
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	Variation en %
Total de l'actif			
Gazoducs	23 210	23 161	-
Oléoducs	10 485	9 440	11 %
Énergie	13 157	13 269	(1 %)
Siège social	2 483	2 196	13 %
Total	49 335	48 066	3 %



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	Variation en %
Total des produits			
Gazoducs	4 264	4 244	1 %
Oléoducs	1 039	827	26 %
Énergie	2 704	2 768	(2 %)
Siège social	-	-	-
Total	8 007	7 839	2 %



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	Variation en %
BAll comparable¹			
Gazoducs	1 808	1 952	(7 %)
Oléoducs	553	457	21 %
Énergie	620	907	(32 %)
Siège social	(111)	(100)	(11 %)
Total	2 870	3 216	(11 %)



¹ Le BAll comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Pour plus de renseignements, voir la page 11.

Actions ordinaires en circulation – moyenne

(en millions)	
2012	738
2011	678
2010	662

en date du 6 février 2013	Émises et en circulation
Actions ordinaires	746 millions
Actions privilégiées	Émises et en circulation
Série U	4 millions
Série Y	4 millions

STRATÉGIE À LONG TERME

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers et énergétiques qui collectent, transportent, produisent, stockent et livrent du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres produits pétroliers, ainsi que de l'électricité, afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités nord-américaines.

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.

Éléments clés de la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos infrastructures énergétiques et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

Aperçu de la stratégie

- Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs qui relient les bassins d'approvisionnement à longue durée de vie aux marchés stables et en plein essor, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Dans le secteur de l'énergie, des centrales électriques d'envergure et efficaces 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. Nos investissements accrus 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 notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

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

Aperçu de la stratégie

- Nous aménageons des projets de premier ordre dans le cadre de notre programme d'investissement de 12 milliards de dollars en cours. L'apport de ces projets aux résultats devrait s'accroître au fur et à mesure de leur mise en service.
- Notre expertise en matière de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la qualité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un rendement soutenu aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expertise ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités de construction et d'intégration de nouvelles installations énergétiques et pipeliniers.

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

Aperçu de la stratégie

- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord.
- Nous évaluons les occasions d'acquiescer des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre réseau pipelinier et qui permettent d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et de nouveaux marchés.
- Nous attendons que les conditions du marché soient appropriées et que les risques inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

Aperçu de la stratégie

- Nous cherchons constamment à rehausser notre capacité concurrentielle dans des secteurs qui influent directement sur la valeur actionnariale à long terme.

Avantage concurrentiel

À la source de l'avantage concurrentiel de TCPL se trouve une grande expérience combinée à une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et des activités d'exploitation et de l'investissement de capitaux.

- Leadership fort – Envergure, présence, compétences en exploitation et en élaboration de stratégies; expertise en matière de soutien financier, juridique et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Un modèle commercial à faibles risques sert à maximiser la valeur des actifs et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; priorité à l'excellence opérationnelle; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité et la protection de l'environnement.
- Expertise financière – Excellente réputation de société à la performance financière soutenue et à la stabilité financière et à la rentabilité à long terme; démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux; capacité d'accéder à des sommes considérables de capitaux à coût concurrentiel afin de soutenir la croissance.
- Relations à long terme – Relations transparentes à long terme avec les principaux clients et parties prenantes; communication claire de la valeur de la société aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'assurer leur confiance et leur soutien.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2012

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR des États-Unis car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Consulter la page 11 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR utilisées par TCPL et voir un rapprochement entre ces mesures et leur équivalent selon les PCGR.

Points saillants

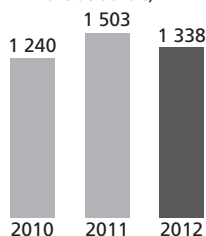
Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») comparable, le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour obtenir un complément d'information à ce sujet, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2012	2011	2010
État des résultats			
Produits	8 007	7 839	6 852
BAIIA comparable	4 245	4 544	3 686
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 338	1 503	1 240
par action ordinaire – de base et dilué	1,81 \$	2,22 \$	1,87 \$
Résultat comparable	1 369	1 536	1 364
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Fonds provenant de l'exploitation	3 259	3 360	3 109
Diminution (augmentation) du fonds de roulement	287	207	(292)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 546	3 567	2 817
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	2 595	2 513	4 376
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	652	633	597
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	214	-	-
Bilan			
Total de l'actif	49 335	48 066	46 595
Dette à long terme	18 913	18 659	18 016
Billets subordonnés de rang inférieur	994	1 016	993
Actions privilégiées	389	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	17 915	17 543	14 988

Résultat comparable et bénéfice net

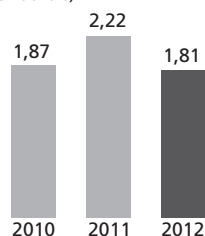
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



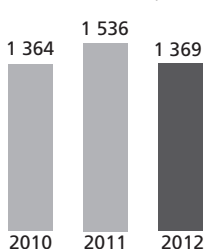
Bénéfice net par action – de base et dilué

Exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



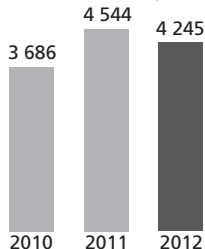
Résultat comparable

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



BAIIA comparable

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Résultat comparable

En 2012, le résultat comparable a reculé de 167 millions de dollars comparativement à 2011.

Le recul du résultat comparable s'explique par :

- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest compte tenu de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A sur la durée de l'exercice;
- la baisse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power du fait du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- la constatation, en 2012, d'une baisse au poste du bénéfice net du réseau principal au Canada, qui exclut les revenus incitatifs et tient compte de la base tarifaire réduite;
- le recul du résultat de Great Lakes, en raison d'une baisse des droits et de la capacité non visée par des contrats;
- le repli du résultat d'ANR en raison de l'affaiblissement des produits tirés du transport et du stockage, de la diminution des ventes de produits de base connexes et de la montée des coûts d'exploitation;
- la diminution du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, attribuable à la baisse des prix réalisés, à l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge et à l'affaiblissement des débits d'eau dans les centrales hydroélectriques.

Les reculs ont été en partie annulés par :

- la constatation des produits du gazoduc de Guadalajara sur un exercice complet;
- la progression des produits du réseau d'oléoducs Keystone, en raison surtout de la hausse des volumes faisant l'objet de contrats et de la constatation des produits sur un exercice complet en 2012 plutôt que sur 11 mois en 2011;
- le résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne et de Coolidge;
- la diminution des intérêts débiteurs comparables surtout en raison de la baisse des intérêts débiteurs sur les montants à payer à TransCanada, annulée en partie par les émissions de titres d'emprunt en novembre 2011, mars 2012 et août 2012;

- la progression des intérêts créditeurs et autres comparables essentiellement attribuable à la hausse des gains réalisés sur les instruments dérivés ayant servi à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US;
- le recul des impôts sur le bénéfice comparables découlant de la diminution du résultat avant les impôts.

En 2011, le résultat comparable s'était chiffré à 172 millions de dollars de plus qu'en 2010 et le BAII comparable, à 690 millions de dollars de plus qu'en 2010, ce qui s'expliquait par :

- l'accroissement du BAII comparable du secteur des gazoducs en raison de la mise en service de Bison et de Guadalajara, respectivement en janvier et en juin 2011, du recul des frais généraux et des frais d'administration et de soutien et de la réduction des frais d'expansion des affaires. L'accroissement a toutefois été contré par la diminution des produits tirés de certains gazoducs aux États-Unis et par l'incidence négative du fléchissement du dollar US;
- l'augmentation du BAII comparable du secteur des oléoducs lorsque nous avons commencé à constater les résultats du réseau d'oléoducs Keystone en février 2011;
- la progression du BAII comparable du secteur de l'énergie, attribuable à la majoration des prix réalisés pour l'électricité des installations énergétiques de l'Ouest combinée à la constatation du résultat supplémentaire des centrales de Halton Hill et à la mise en service de Coolidge sur un exercice complet. La progression a été en partie contrebalancée par la baisse de l'apport de Bruce B, des installations de stockage de gaz naturel et des installations énergétiques aux États-Unis;
- la hausse des intérêts débiteurs comparables, principalement du fait :
 - de la mise en service du réseau d'oléoducs Keystone et d'autres nouveaux actifs, ce qui a fait baisser les intérêts capitalisés;
 - des émissions de titres d'emprunt libellés en dollars US, en juin et en septembre 2010, qui ont entraîné une augmentation des intérêts débiteurs;
 - de la neutralisation partielle par les gains réalisés sur les instruments dérivés auxquels nous avons eu recours pour gérer notre exposition à la hausse des taux d'intérêt et du fléchissement du dollar US, qui a fait baisser les intérêts débiteurs en dollars US;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres comparables, à cause, surtout, d'un recul des gains sur les instruments dérivés auxquels nous avons eu recours pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US;
- la progression des impôts sur le bénéfice comparables découlant d'une augmentation du résultat avant les impôts et d'un accroissement des ajustements positifs d'impôts sur le bénéfice en 2010 comparativement à 2011.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

En 2012, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 338 millions de dollars (1 503 millions de dollars en 2011; 1 240 millions de dollars en 2010).

Le bénéfice comprend le résultat comparable dont il est fait état ci-dessus ainsi que d'autres postes particuliers qui sont exclus du résultat comparable. Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net entre 2010 et 2012 :

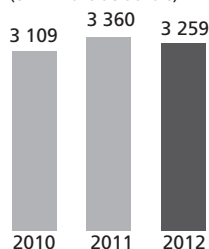
- une charge négative de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) a été incluse dans le bénéfice net à la suite de la décision d'arbitrage au sujet de la convention d'achat d'électricité (« CAE ») de Sundance A; cette charge a été constatée au deuxième trimestre de 2012, mais relativement à des montants initialement comptabilisés au quatrième trimestre de 2011;
- une charge négative de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts) a été incluse dans le bénéfice net à la suite de la constatation d'une provision pour évaluation au titre du prêt à l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») relativement au projet gazier Mackenzie (« PGM »); cette charge a été constatée au quatrième trimestre de 2010;
- l'incidence de certaines activités de gestion des risques chaque exercice; consulter la page 11 pour une explication de certains postes particuliers faisant partie des mesures non conformes aux PCGR.

Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation affichent un repli de 3 % par rapport à l'exercice précédent, essentiellement pour les mêmes raisons que celles expliquant le recul du résultat comparable, tel qu'il est décrit plus haut.

Fonds provenant de l'exploitation exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)

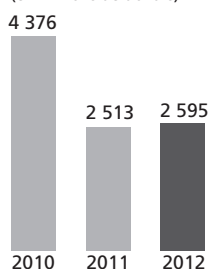


Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses en immobilisations

Nous avons investi 2,6 milliards de dollars dans des projets de notre programme d'investissement continu, qui est une composante clé de la stratégie visant à optimiser la valeur des actifs existants et à aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande.

Dépenses en immobilisations exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)



Dépenses en immobilisations

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)

Gazoducs	1 389
Oléoducs	1 145
Énergie	24
Siège social	37

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2012, outre la somme de 0,7 milliard de dollars engagée dans des projets d'investissement liés à Bruce Power, notamment pour le redémarrage des réacteurs 1 et 2 et l'arrêt du réacteur 3 aux fins du programme de prolongement de la durée d'exploitation West Shift Plus, nous avons investi 0,2 milliard de dollars pour l'acquisition de la participation restante de 40 % dans CrossAlta.

Bilan

Nous avons maintenu un bilan solide tout en accroissant le total de nos actifs de plus de 3 milliards de dollars depuis 2010. Au 31 décembre 2012, le capital-actions ordinaire comptait pour 45 % de la structure du capital.

Dividendes

Régime de réinvestissement des dividendes

Selon les dispositions du régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), les porteurs admissibles d'actions ordinaires ou privilégiées de TransCanada et d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'acheter des actions ordinaires de TransCanada.

Avant le 28 avril 2011, les actions ordinaires achetées au moyen de dividendes en trésorerie réinvestis étaient émises sur le capital à un escompte sur le cours moyen du marché des cinq jours précédant le paiement de dividendes. Depuis le dividende déclaré en avril 2011, les actions ordinaires achetées au moyen de dividendes en trésorerie réinvestis sont acquises sur le marché libre à 100 % du cours d'achat. L'augmentation du dividende sur les actions ordinaires (voir ci-dessous) résulte en partie de ce changement, auquel s'ajoute l'incidence d'une hausse annuelle du taux de dividende de 5 % de 2010 à 2012.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

Le dividende déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2013 est d'un montant égal au dividende devant être payé par TransCanada sur ses actions émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 29 mars 2013.

Dividende trimestriel sur les actions privilégiées

Série U 0,70 \$ (pour la période qui sera close le 30 avril 2013)

Série Y 0,70 \$ (pour la période qui sera close le 1^{er} mai 2013)

Dividendes en trésorerie exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Actions ordinaires	1 226	1 163	1 088
Actions privilégiées	22	22	22

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces points saillants.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que le résultat de 2013 soit supérieur à celui de 2012, principalement pour les raisons suivantes :

- le résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce A;
- le raffermissement des prix de la capacité de New York, à la suite de l'ordonnance rendue par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») en septembre 2012;
- la hausse du résultat du réseau de l'Alberta grâce à l'accroissement de la base tarifaire;
- la remise en service de Sundance A à l'automne 2013;
- l'acquisition de plusieurs actifs d'énergie solaire en Ontario en 2013 et 2014.

Une décision favorable de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») au sujet de la proposition de modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada et de la demande d'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013 aurait une incidence positive sur le résultat de 2013.

La hausse du résultat sera en partie atténuée par l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, des frais généraux, des frais d'administration, des coûts du secteur du siège social et des coûts de gouvernance, par le recul du BAII des installations pipelinières aux États-Unis et par le plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce B.

BAII

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles seront rendues, notamment les décisions visant la proposition de restructuration au Canada, auront une incidence sur le BAII du secteur des gazoducs en 2013. Le résultat subira aussi les effets de la conjoncture, laquelle a une incidence sur la demande et sur les tarifs exigibles pour nos services. À l'heure actuelle, le marché gazier nord-américain se caractérise par une production solide et de faibles prix pour le gaz naturel et les services de stockage et de transport. De telles conditions auront, selon nous, une incidence négative sur les produits des installations pipelinières aux États-Unis en 2013.

D'ici à ce que l'ONÉ rende sa décision au sujet de la proposition de restructuration au Canada, le résultat du réseau principal au Canada continuera d'être fonction du dernier taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») approuvé, soit 8,08 %, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et il exclura les revenus incitatifs, qui ont contribué au résultat du réseau principal au Canada ces dernières années. Si les droits pour 2012 et 2013 sont approuvés sans modification, le résultat de 2013 reflétera une hausse du RCA correspondant à un RCA de 12 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour 2012 et 2013. Nous nous attendons en outre à un accroissement du résultat du réseau de l'Alberta en raison de la croissance soutenue de la base tarifaire.

Oléoducs

Nous croyons qu'en 2013, le BAII du secteur des oléoducs sera comparable à celui de 2012 puisque le projet de la côte du golfe, en cours de construction, devrait entrer en service à la fin de 2013.

Énergie

Selon toute attente, le secteur de l'énergie devrait inscrire un BAII plus élevé en 2013 qu'en 2012, en raison surtout :

- du résultat supplémentaire dégagé des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce A;
- de l'exploitation sur un exercice complet du parc éolien de Gros-Morne, qui a été mis en service au quatrième trimestre de 2012;
- de l'accroissement des prix de la capacité de New York à la suite de l'ordonnance rendue par la FERC en septembre 2012 qui influe sur les règles d'établissement des prix pour les nouvelles centrales;
- de la remise en service de Sundance A à l'automne 2013;
- de l'acquisition de plusieurs actifs d'énergie solaire en Ontario en 2013;
- du résultat supplémentaire provenant de l'acquisition de la participation restante de 40 % dans CrossAlta à la fin de décembre 2012.

Nous nous attendons à ce que l'incidence des éléments susmentionnés soit en partie annulée par un accroissement du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce B et par une hausse des coûts liés aux régimes de retraite et au personnel de Bruce A et de Bruce B.

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.

Dépenses en immobilisations consolidées, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

Les dépenses en immobilisations, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les acquisitions ont atteint 3,5 milliards de dollars en 2012. Nous prévoyons qu'en 2013, elles s'élèveront à près de 6,4 milliards de dollars, et se rapporteront principalement à Keystone XL, au projet de la côte du golfe, à l'expansion du réseau de l'Alberta, au prolongement de Tamazunchale, aux gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan au Mexique et aux projets d'entretien de nos gazoducs.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAII;
- résultat comparable;
- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;

- impôts sur le bénéfice comparables;
- fonds provenant de l'exploitation.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAII

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure 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 et des dividendes sur les actions privilégiées et il comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAII mesure le bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Il s'agit d'une mesure plus précise de la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il est calculé de la même manière que le BAIIA, mais il exclut l'amortissement.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure plus précise pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés parce qu'elle exclut les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pendant la période visée. Voir la page 6 pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

Mesure comparable	Mesure initiale
Résultat comparable	Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
BAIIA comparable	BAIIA
BAII comparable	BAII
Intérêts débiteurs comparables	Intérêts débiteurs
Intérêts créditeurs et autres comparables	Intérêts créditeurs et autres
Impôts sur le bénéfice comparables	Charge (recouvrement) d'impôts

Toute décision d'exclure un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Il peut s'agir notamment :

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur les bénéfices;
- de gains ou de pertes à la vente d'actifs;
- de règlements issus d'actions en justice et de règlements dans le cadre de faillites;
- de réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

Nous excluons du calcul du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Parce que ces montants ne représentent pas de manière précise les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2012	2011	2010
BAIIA comparable	4 245	4 544	3 686
Amortissement	(1 375)	(1 328)	(1 160)
BAII comparable	2 870	3 216	2 526
Autres postes de l'état des résultats			
Intérêts débiteurs comparables	(997)	(1 046)	(754)
Intérêts créditeurs et autres comparables	86	60	94
Impôts sur le bénéfice comparables	(472)	(565)	(387)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(96)	(107)	(93)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Résultat comparable	1 369	1 536	1 364
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	(15)	-	-
Activités de gestion des risques ¹	(16)	(33)	3
Provision pour évaluation du PGM	-	-	(127)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 338	1 503	1 240
Intérêts débiteurs comparables	(997)	(1 046)	(754)
Poste particulier :			
Activités de gestion des risques ¹	-	2	-
Intérêts débiteurs	(997)	(1 044)	(754)
Intérêts créditeurs et autres comparables	86	60	94
Poste particulier :			
Activités de gestion des risques ¹	(1)	(5)	-
Intérêts créditeurs et autres	85	55	94
Impôts sur le bénéfice comparables	(472)	(565)	(387)
Postes particuliers :			
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	5	-	-
Activités de gestion des risques ¹	6	19	(4)
Provision pour évaluation du PGM	-	-	19
Charge d'impôts	(461)	(546)	(372)

¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Installations énergétiques au Canada	4	1	-
Installations énergétiques aux États-Unis	(1)	(48)	2
Stockage de gaz naturel	(24)	(2)	5
Taux d'intérêt	-	2	-
Change	(1)	(5)	-
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	6	19	(4)
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	(16)	(33)	3

BAIIA et BAII selon le secteur d'exploitation

exercice clos le 31 décembre 2012					
(en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 741	698	903	(97)	4 245
Amortissement	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
BAII comparable	1 808	553	620	(111)	2 870
exercice clos le 31 décembre 2011					
(en millions de dollars)					
BAIIA comparable	2 875	587	1 168	(86)	4 544
Amortissement	(923)	(130)	(261)	(14)	(1 328)
BAII comparable	1 952	457	907	(100)	3 216
exercice clos le 31 décembre 2010					
(en millions de dollars)					
BAIIA comparable	2 816	-	969	(99)	3 686
Amortissement	(913)	-	(247)	-	(1 160)
BAII comparable	1 903	-	722	(99)	2 526

Gazoducs

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Parce qu'il relie de grands bassins d'approvisionnement gazier aux marchés, nous sommes en mesure de répondre chaque jour à environ 15 % de la demande américaine et à plus de 80 % de la demande canadienne par l'entremise de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive (57 000 km ou 35 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement (11 500 km ou 7 000 milles).

Nous détenons en outre, au Michigan, des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité totale de 250 Gpi³, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes en Amérique du Nord.

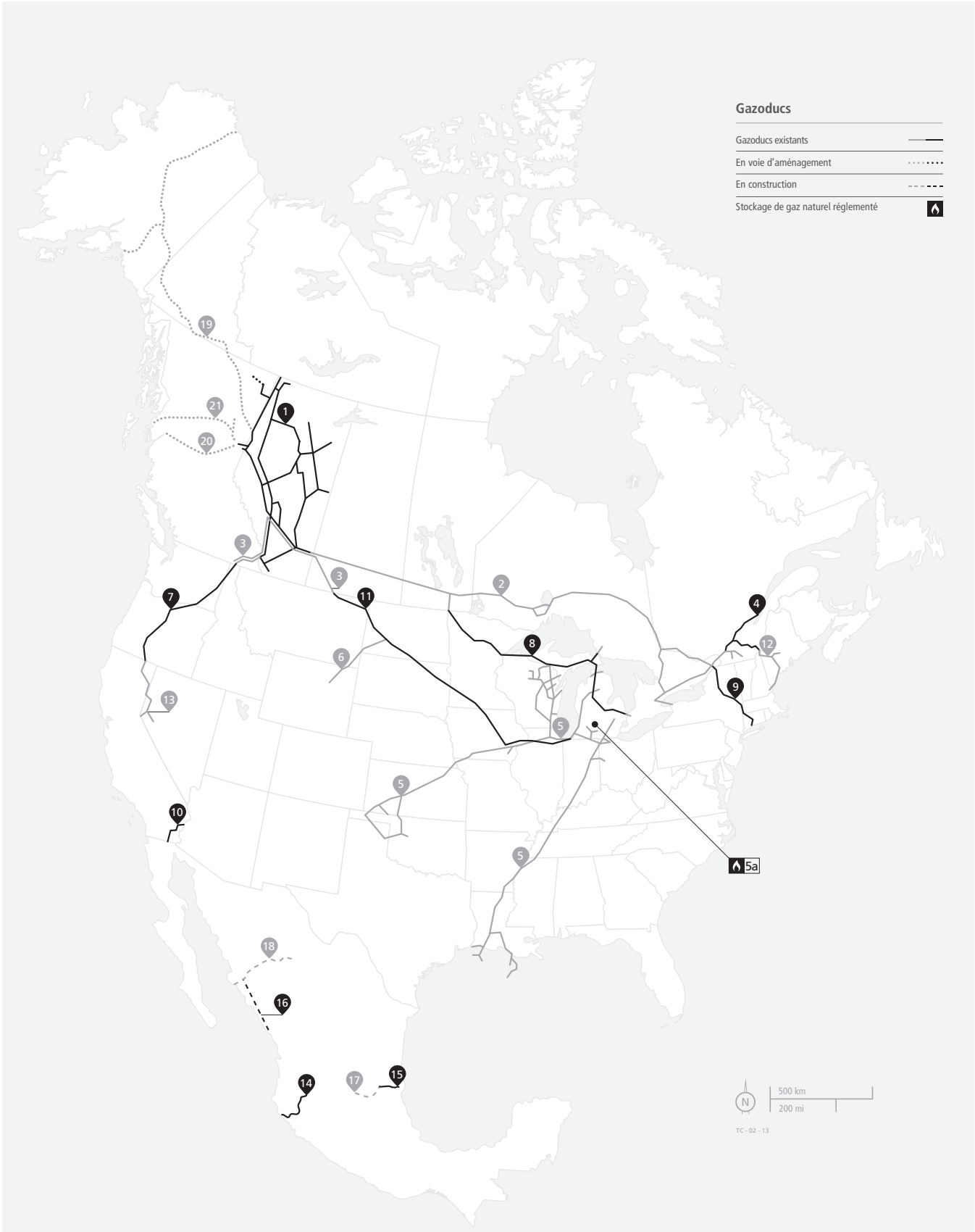
Coup d'œil sur la stratégie

Optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord est une priorité absolue.

Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent l'aménagement, au Mexique par exemple, de nouvelles installations, telles qu'une infrastructure d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL »), et d'autres possibilités pour relier les gazoducs à de nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et autres au Canada et aux États-Unis et qui jouent un rôle critique pour répondre à la demande gazière nord-américaine en plein essor.

Gazoducs

- Gazoducs existants ————
- En voie d'aménagement (dotted line)
- En construction - - - - - (dashed line)
- Stockage de gaz naturel réglementé 



TC - 02 - 13

Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage suivants, à l'exception d'Iroquois :

	longueur	description	participation effective	
Gazoducs au Canada				
1	Réseau de l'Alberta	24 337 km (15 122 milles)	Réseau qui recueille et transporte du gaz naturel en Alberta et dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada, ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada	14 101 km (8 762 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel 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.	100 %
3	Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui 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.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	572 km (355 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se relier au réseau de Portland, dans le Nord-Est des États-Unis.	50 %
Gazoducs aux États-Unis				
5	ANR Pipeline	16 656 km (10 350 milles)	Réseau de transport de gaz naturel depuis des gisements en exploitation au Texas et en Oklahoma, des zones côtières et extracôtières du golfe du Mexique et des régions américaines du centre du continent, jusqu'à des marchés situés pour la plupart au Wisconsin, en Michigan, en Illinois, en Indiana et en Ohio. Il se raccorde à Great Lakes.	100 %
5a	Stockage	250 milliards de pieds cubes	Installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan.	
6	Bison	487 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 83,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 75 % et de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	83,3 %
7	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 83,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 75 % et de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	83,3 %
8	Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié à ANR et au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et qui dessert des marchés de l'Est du Canada et du Haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 69,0 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	69 %
9	Iroquois	666 km (414 milles)	Réseau qui 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.	44,5 %

	longueur	description	participation effective
Gazoducs aux États-Unis			
10 North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier qui s'étend depuis Ehrenberg, en Arizona, jusqu'à Ogilby, en Californie, avant de se raccorder au réseau de gazoducs d'un tiers à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 33,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	33,3 %
11 Northern Border	2 265 km (1 407 milles)	Réseau qui dessert le Midwest américain et qui est raccordé à Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. Nous détenons une participation effective de 16,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	16,7 %
12 Portland	474 km (295 milles)	Pipeline qui est relié aux installations de TQM près d'East Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis.	61,7 %
13 Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau 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 le Nord-Ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 33,3 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 33,3 % dans TC PipeLines, LP.	33,3 %
Gazoducs au Mexique			
14 Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo à Guadalajara, au Mexique.	100 %
15 Tamazunchale	130 km (81 milles)	Gazoduc qui s'étend dans le centre-est du Mexique, de Naranjos, dans l'État de Veracruz, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.	100 %
En construction			
16 Projet de gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui relie El Oro à Mazatlan, au Mexique. Il se raccorde au projet de gazoduc de Topolobampo.	100 %
17 Prolongement de Tamazunchale	235 km (146 milles)	Gazoduc visant à transporter du gaz naturel depuis le terminal existant du gazoduc de Tamazunchale jusqu'à une centrale électrique située à El Sauz, dans l'État de Querétaro, au Mexique.	100 %
18 Projet de gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc de transport entre Chihuahua et Topolobampo, au Mexique.	100 %
En voie d'aménagement			
19 Projet de gazoduc de l'Alaska	2 737 km (1 700 milles)	Aménagement d'une usine de traitement à Prudhoe Bay, d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et l'Alberta et d'un autre gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL dans le centre-sud de l'Alaska. Nous avons conclu une entente de collaboration avec ExxonMobil pour faire avancer les travaux conjointement.	
20 Projet de gazoduc Coastal GasLink	650 km* (404 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney, près de Dawson Creek en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations proposées pour l'exportation de gaz naturel liquéfié LNG Canada, près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	
21 Projet gazier de Prince Rupert	750 km* (466 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney, près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, à l'installation d'exportation de GNL proposée de la région du Nord-Ouest du Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.	
* La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.			

RÉSULTATS

Résultats du secteur des gazoducs

Le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	994	1 058	1 054
Réseau de l'Alberta	749	742	742
Foothills	120	127	135
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	29	34	33
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	1 892	1 961	1 964
Amortissement ²	(715)	(711)	(704)
BAII comparable des gazoducs au Canada	1 177	1 250	1 260
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)			
ANR	254	306	309
GTN ³	112	131	171
Great Lakes ⁴	62	101	109
TC PipeLines, LP ^{1,5}	74	85	81
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , Bison ⁶ , Portland ⁷)	111	111	61
International (Gas Pacífico/INNERGY ¹ , Guadalajara ⁸ , Tamazunchale, TransGas ¹)	112	77	42
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁹	(8)	(9)	(31)
Participations sans contrôle ¹⁰	161	173	144
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger	878	975	886
Amortissement ²	(218)	(214)	(203)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger	660	761	683
Change	-	(7)	22
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'étranger (en dollars CA)	660	754	705
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(29)	(52)	(62)
BAII comparable du secteur des gazoducs	1 808	1 952	1 903
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	2 741	2 875	2 816
Amortissement ²	(933)	(923)	(913)
BAII comparable du secteur des gazoducs	1 808	1 952	1 903
Poste particulier :			
Provision pour évaluation au titre du PGM ¹¹	-	-	(146)
BAII du secteur des gazoducs	1 808	1 952	1 757

¹ Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacífico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs.

² Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, dont tient déjà compte la quote-part du bénéfice.

³ Les résultats tiennent compte de notre participation directe de 75 % depuis mai 2011 et de 100 % avant cette date.

⁴ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁵ En mai 2011, notre participation dans TC PipeLines, LP a diminué pour passer de 38,2 % à 33,3 %. Par conséquent, les résultats de TC PipeLines, LP comprennent notre participation effective de 8,3 % dans GTN et dans Bison depuis mai 2011.

⁶ Les résultats tiennent compte de notre participation directe de 75 % dans Bison à partir de mai 2011, 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.

⁷ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

⁸ Ces données sont comptabilisées depuis juin 2011.

⁹ Ces données représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains de nos pipelines, dont 17 millions de dollars pour la mise en service de Keystone en 2010.

¹⁰ Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

¹¹ En 2010, nous avons constaté une provision pour évaluation de 146 millions de dollars à l'égard des avances consenties à l'APG dans le cadre du PGM.

Gazoducs au Canada

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient selon le RCA, la base tarifaire, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais pas sur le bénéfice net puisqu'ils sont recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada accuse une baisse de 59 millions de dollars comparativement à 2011, parce qu'aucun mécanisme de revenu incitatif n'était en place en 2012 et que la base tarifaire moyenne a diminué à mesure que l'amortissement annuel a pris de l'avance sur l'investissement de capitaux. Malgré des revenus incitatifs supérieurs, le bénéfice net en 2011 a été inférieur de 21 millions de dollars au montant inscrit en 2010, parce que le RCA était plus élevé en 2010 (8,08 % en 2011 contre 8,52 % en 2010). La base tarifaire moyenne a également décliné en 2011.

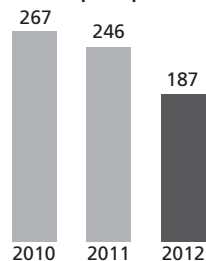
Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 8 millions de dollars de plus qu'en 2011. La hausse s'explique essentiellement par la croissance de la base tarifaire moyenne à la suite de la mise en valeur et du raccordement au réseau de l'Alberta d'un nouvel approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta. Elle est toutefois contrebalancée par un recul des revenus incitatifs. Le bénéfice net en 2011 s'était apprécié de 2 millions de dollars comparativement au montant constaté en 2010. L'appréciation provenait essentiellement de l'accroissement de la base tarifaire moyenne.

Le BAIIA comparable et le BAII comparable des gazoducs au Canada tiennent compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés et qui, par conséquent, n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

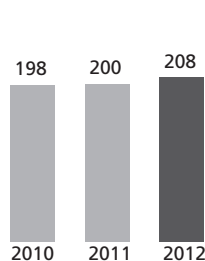
Bénéfice net

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)

Réseau principal au Canada



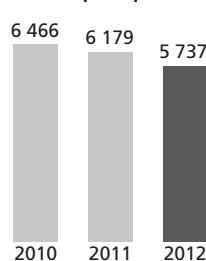
Réseau de l'Alberta



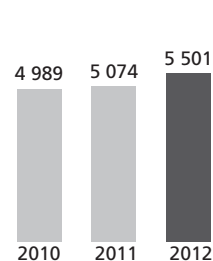
Base tarifaire moyenne

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)

Réseau principal au Canada



Réseau de l'Alberta



Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent sur le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis.

Les résultats d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR liés au transport par pipeline et au stockage de gaz sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale s'est établi à 878 millions de dollars US en 2012, soit à 97 millions de dollars US de moins qu'en 2011. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits de Great Lakes découlant de la baisse des tarifs et de la capacité non visée par des contrats;

- du fléchissement des produits tirés du transport et du stockage combiné à la diminution des ventes de produits de base connexes;
- de la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts à ANR;
- du résultat supplémentaire provenant de Guadalajara, dont l'exploitation a débuté en juin 2011.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale avait atteint 975 millions de dollars en 2011, soit 89 millions de dollars de plus qu'en 2010, ce qui est un effet net :

- de l'entrée en exploitation de Bison en janvier 2011;
- de l'entrée en exploitation de Guadalajara en juin 2011;
- de la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien en 2011;
- du recul des produits de Great Lakes et de GTN en 2011.

Amortissement

L'amortissement a connu une hausse de 10 millions de dollars en 2012 comparativement à 2011, exercice où une augmentation de 10 millions de dollars avait été inscrite par rapport au précédent, principalement du fait de l'entrée en exploitation de Bison en janvier 2011 et de Guadalajara en juin 2011.

Expansion des affaires

Au titre de l'expansion des affaires en 2012, le montant constaté est inférieur de 23 millions de dollars à celui inscrit en 2011, en raison de la diminution des coûts liés au projet de gazoduc de l'Alaska. Comparativement à l'exercice précédent, une amélioration de 10 millions de dollars avait été constatée en 2011 relativement à l'expansion des affaires, parce qu'en date du 31 juillet 2010, l'État de l'Alaska avait augmenté ses paiements de remboursement de 50 % à 90 %.

PERSPECTIVES

Gazoducs au Canada

Résultat

Le résultat varie surtout en fonction des changements apportés à la base tarifaire, au RCA et à la structure du capital, ainsi qu'aux dispositions des règlements tarifaires ou des autres propositions tarifaires approuvées par l'ONÉ.

D'ici à ce que l'ONÉ rende sa décision au sujet de la proposition de restructuration au Canada, le résultat du réseau principal au Canada continuera d'être fonction du dernier RCA approuvé, soit 8,08 %, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, et il exclura la possibilité de toucher des revenus incitatifs, lesquels ont contribué au résultat du réseau principal au Canada ces dernières années, car aucun accord incitatif n'est présentement en vigueur. Si les droits proposés pour 2012 et 2013 sont approuvés sans modification, le résultat de 2013 reflétera une hausse du RCA correspondant à un RCA de 12 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour 2012 et 2013.

Nous prévoyons que la base tarifaire du réseau de l'Alberta continuera de s'accroître à mesure que de nouvelles sources d'approvisionnement gazier provenant du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront mises en valeur et reliées au réseau. Nous croyons que l'élargissement de la base tarifaire aura un effet positif sur le résultat en 2013.

Nous prévoyons par ailleurs des investissements modestes dans nos autres gazoducs à tarifs réglementés au Canada, bien que nous nous attendions à ce que les bases tarifaires moyennes continuent de régresser à mesure que l'amortissement annuel prendra de l'avance sur l'investissement de capitaux, ce qui entraînera 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 liés à la capacité visée par contrat n'influent pas sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Gazoducs aux États-Unis

Résultat

Le résultat varie en fonction de la capacité sous contrat et des tarifs demandés aux clients. Notre capacité de conclure des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris des possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions macroéconomiques générales qui pourraient avoir un effet sur la demande de certains clients ou segments de marché. À l'heure actuelle sur le marché gazier nord-américain, les prix du gaz naturel et des services de stockage et de transport sont faibles, ce qui, selon nous, aura une incidence négative sur les produits des gazoducs aux États-Unis en 2013.

Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et d'autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et de réglementation.

Gazoducs au Mexique

Le résultat de 2013 devrait être comparable à celui de 2012 en raison de la nature des contrats à long terme visant les réseaux de gazoducs au Mexique.

Dépenses en immobilisations

Pour l'ensemble de nos gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique, les dépenses en immobilisations se sont chiffrées au total à 1,4 milliard de dollars en 2012. Nous prévoyons qu'elles s'élèveront à 1,9 milliard de dollars en 2013 et qu'elles viseront plus particulièrement des projets d'expansion du réseau de l'Alberta, le prolongement de Tamazunchale, les gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan au Mexique et des projets d'entretien de nos gazoducs. Nous finançons les dépenses en immobilisations au moyen des flux de trésorerie actuels et de notre accès aux marchés financiers. La page 68 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie divers points entre eux et qui se raccorde à d'autres gazoducs reliés aux utilisateurs finals, notamment des sociétés de distribution locales et des installations de production d'électricité. Le réseau comporte des stations de comptage, pour enregistrer la quantité de gaz naturel qui y entre et qui en sort aux points de livraison, des stations de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, et des gazoducs, qui transportent le gaz naturel sous haute pression.

Réglementation, tarifs et recouvrement des coûts

La société est assujettie à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la Comisión Reguladora de Energía (« CRE »), c'est-à-dire de la commission de réglementation de l'énergie au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinières ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation autorisent le recouvrement des coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits ou de paiements de service. Les coûts admissibles comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice, l'intérêt de la dette, les charges d'amortissement afin de récupérer le capital investi et un rendement du capital investi. L'organisme de réglementation examine les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et les approuve en fonction du recouvrement des coûts indiqués.

Dans leurs territoires de compétence respectifs, la FERC et la CRE approuvent des tarifs de transport maximaux. Les tarifs sont fondés sur les coûts et sont conçus de manière à permettre le recouvrement des

investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour les investisseurs. Le pipeline peut négocier de tels tarifs avec les expéditeurs.

Nous concluons parfois des accords, ou règlements, avec nos expéditeurs en ce qui concerne les droits et le recouvrement des coûts. Ces règlements peuvent comporter des mesures incitatives procurant des avantages réciproques et ils doivent avoir été approuvés par l'organisme de réglementation compétent avant d'être mis en vigueur.

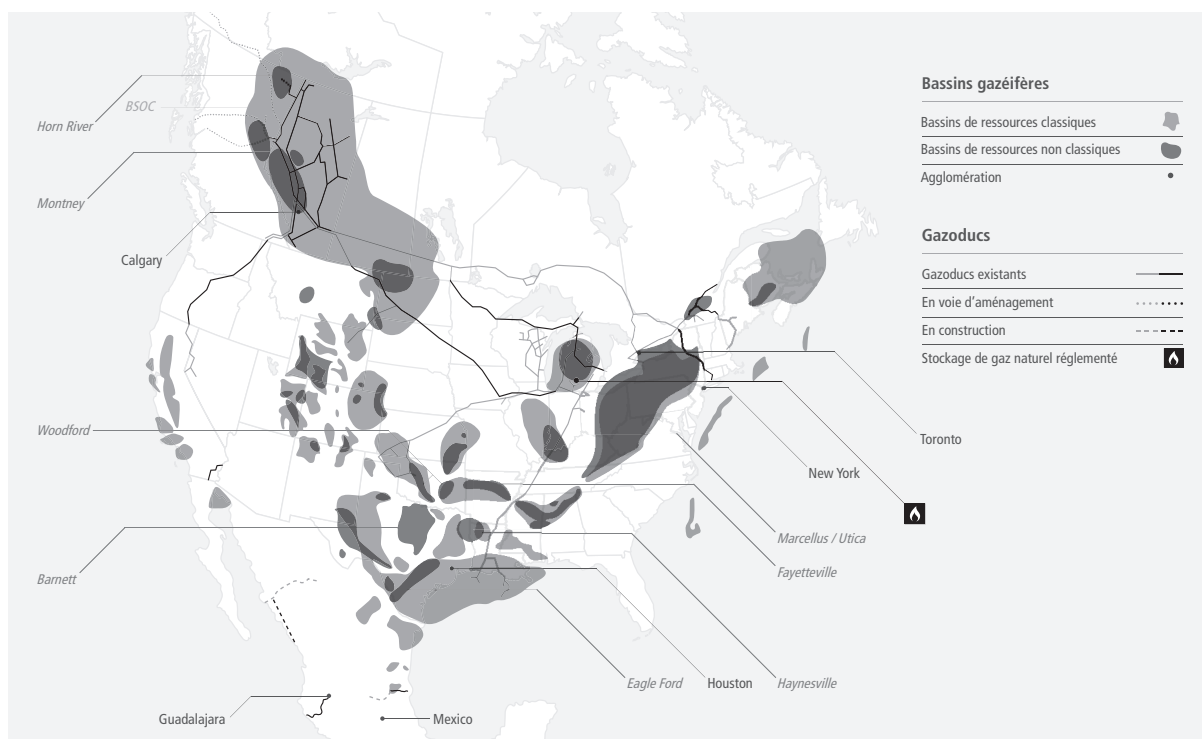
En règle générale au Canada, le coût de service et les droits exigibles sur le gazoduc sont soumis chaque année à l'approbation de l'ONÉ, qui nous autorise à recouvrer l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet pas le recouvrement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. Nos gazoducs en sol américain courent donc un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits prévus et réels d'un dossier tarifaire à l'autre. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer un nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'un tel dépôt ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC peut introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge les rendements trop élevés. Nos gazoducs au Mexique sont eux aussi assujettis à l'organisme de réglementation compétent qui doit approuver les tarifs, les services et les droits. Il convient toutefois de souligner que les contrats conclus à l'égard des gazoducs au Mexique sont assortis de taux négociés à long terme qui ne nécessitent pas d'approbation ultérieure de la CRE.

Contexte commercial et priorités stratégiques

La présente section traite du contexte dans lequel nous menons nos activités dans le secteur des gazoducs, notamment de nos priorités stratégiques.

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer l’approvisionnement vers les marchés. L’utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l’emplacement et au coût relatif de l’approvisionnement gazier, ainsi que de l’évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs dans le BSOC, dont nous transportons environ 70 % de la production jusqu’à des marchés situés en Alberta et à l’extérieur de la province. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent du gaz naturel à partir d’autres bassins importants, dont les Appalaches, les Rocheuses, Williston, Haynesville, Fayetteville et le golfe du Mexique.



Accroissement de l'offre

Principale source de gaz naturel au pays, le BSOC s’étend sur la presque totalité de l’Alberta, jusqu’en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. À l’heure actuelle, le BSOC présente des ressources restantes en gaz classique qui sont estimées à 125 billions de pieds cubes ainsi qu’une base de ressources non classiques techniquement accessible de près de 200 billions de pieds cubes. La base de ressources totale du BSOC a plus que doublé au cours des dernières années avec l’avènement d’une technologie permettant un accès économique aux zones de gaz non classique. Nous nous attendons à ce que la production du BSOC baisse légèrement en 2013 avant d’amorcer une croissance au cours des dix prochaines années.

Récemment devenues une source importante de gaz naturel, les formations schisteuses de Montney et de Horn River, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, font également partie du BSOC. Nous prévoyons que la production tirée de ces sources, qui s’élève présentement à 1,5 Gpi³/j, atteindra environ 5 Gpi³/j d’ici 2020, selon les prix du gaz naturel et l’économie de l’exploration et de la production. Aux États-Unis, les principales sources de gaz naturel sont les formations schisteuses, le golfe du Mexique et les Rocheuses. Ce sont toutefois les formations schisteuses qui affichent la croissance la plus vigoureuse et qui, selon nos estimations,

constitueront près de 50 % de l'approvisionnement gazier de l'Amérique du Nord d'ici 2020. Les principales formations rocheuses du pays sont Marcellus, Haynesville, Barnett et Eagle Ford ainsi que Fayetteville.

Selon les prévisions, l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord devrait s'accroître sensiblement au cours des dix prochaines années (d'environ 15 Gpi³/j d'ici 2020) et cet accroissement devrait se maintenir à long terme pour plusieurs raisons.

- La nouvelle technologie, notamment le forage horizontal combiné à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, permet d'accéder de manière économique à des ressources non classiques, ce qui accroît la ressource fondamentale techniquement accessible dans les bassins existants et permet d'accéder à de nouvelles régions productrices, dont les formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, dans le Nord-Est des États-Unis, et de Montney et Horn River, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique.
- Ces nouvelles technologies peuvent également servir dans les champs pétroliers existants, où elles permettent une récupération accrue de la ressource. Les prix élevés du pétrole, particulièrement par rapport aux prix du gaz naturel nord-américain, ont stimulé l'exploration et la production des bassins riches en hydrocarbures liquides. Ces champs contiennent souvent du gaz associé (dans les champs pétroliers de Bakken, par exemple), qui s'ajoute à l'approvisionnement gazier général de l'Amérique du Nord.

Du fait de la mise en valeur de bassins schisteux situés à proximité de marchés traditionnels (particulièrement aux États-Unis), le nombre de choix d'approvisionnement s'accroît et les débits habituels des gazoducs changent. Certains de nos pipelines, dont le réseau principal au Canada, ANR et Great Lakes, accusent une baisse de la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme et une préférence pour les contrats à court terme sur courte distance.

Bien que l'approvisionnement accru, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, nous ait fourni des occasions de construire de l'infrastructure pipelinière pour transporter le gaz naturel jusqu'aux marchés, la mise en valeur de sources non classiques aux États-Unis, plus particulièrement dans le Nord-Est du pays, oblige les sociétés pipelinières qui sont au service des marchés de cette région depuis longtemps (TCPL comprise) à reconfigurer les débits habituels de manière à offrir des services de transport régional plutôt que continental.

Évolution de la demande

La croissance de l'approvisionnement gazier a entraîné en Amérique du Nord un affaiblissement des prix du gaz naturel. Le contexte de faiblesse des prix favorise l'accroissement continu de la demande de gaz naturel à des fins diverses, notamment :

- la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta;
- la production d'électricité, à la suite de la conversion au gaz naturel de centrales alimentées au charbon;
- la croissance industrielle tant au Canada qu'aux États-Unis;
- la stimulation des exportations vers le Mexique afin d'alimenter les nouvelles centrales électriques;
- les activités des installations pétrochimiques et industrielles du Canada et des États-Unis.

Les producteurs cherchent en outre à vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux nouveaux terminaux d'exportation de GNL proposés le long de la côte ouest de la Colombie-Britannique et sur la côte américaine du golfe du Mexique. Sous réserve de l'obtention de toutes les autorisations nécessaires des organismes de réglementation et autres, ces installations devraient entrer en exploitation au cours de la période 2015 à 2020. L'ajout de marchés nous offre de nouvelles occasions de construire de l'infrastructure pipelinière et d'accroître les livraisons par l'entremise de nos pipelines en place.

Concurrence accrue

Les changements sur le plan de l'approvisionnement ont entraîné la croissance de l'infrastructure pipelinière et l'intensification de la concurrence à l'égard des services de transport à la grandeur de l'Amérique du Nord. De toute l'histoire comparable 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 sources d'approvisionnement gazier dont les options

étaient autrefois limitées, dont celles de la région américaine des Rocheuses et de l'Est du Texas, disposent maintenant de plusieurs voies pour accéder aux marchés.

Priorités stratégiques

Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et les occasions de raccordement à de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants.

Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz.

Depuis toujours, le réseau principal au Canada transporte principalement du gaz provenant du BSOC jusqu'aux marchés de l'Est du Canada. Un nouvel approvisionnement se trouvant plus près des marchés de l'Est a entraîné un affaiblissement de la demande de gaz du BSOC, ce qui a fait baisser les produits tirés du transport sur de longues distances. Par conséquent, les droits se sont accrus sur l'ensemble du réseau principal et la position concurrentielle de ce dernier s'est détériorée. Nous sommes à l'affût d'occasions d'accroître notre part des marchés intérieurs, bien que nous nous attendions à ce que le réseau principal au Canada continue d'avoir à soutenir la concurrence sur le marché de l'Est du pays et du Nord-Est des États-Unis. La demande que nous avons déposée devant l'ONÉ concerne une restructuration de la tarification visant ce réseau afin de réagir aux changements dans les débits et l'utilisation habituels des pipelines, lesquels ont favorisé l'apparition d'une nouvelle dynamique de l'offre et de la demande. L'audience relative à cette demande s'est conclue en décembre 2012 et la décision est attendue à la fin du premier trimestre ou au début du deuxième trimestre de 2013.

Le réseau de l'Alberta est le plus important réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la grande majorité de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et aux débouchés extérieurs. Il subit une concurrence féroce en ce qui concerne le raccordement à l'approvisionnement, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, où la plus importante nouvelle source de gaz naturel a accès à deux gazoducs concurrents. Les raccordements à un nouvel approvisionnement et la demande, nouvelle ou croissante, appuient la réalisation de nouveaux projets d'investissement relativement au réseau de l'Alberta. Nous prévoyons que l'approvisionnement tiré du BSOC passera d'environ 14 Gpi³/j à un peu plus de 17 Gpi³/j d'ici 2020. Le BSOC présente un énorme potentiel d'approvisionnement restant. Cependant, les volumes produits et la vitesse de production dépendront de nombreux facteurs, notamment les coûts de transport, l'ampleur de la demande et le prix payé sur les marchés locaux et enfin, la concurrence entre les bassins.

De par son étendue géographique, le réseau d'ANR a accès à divers marchés et sources d'approvisionnement et à des installations intégrées de stockage de gaz naturel d'une capacité de 250 Gpi³, lesquelles génèrent une bonne partie des produits. Le gaz transporté par ANR provient de nombreuses sources, notamment de la côte du golfe du Mexique, du centre du continent, des Rocheuses, de Marcellus, d'Utica et du BSOC. Les marchés desservis par ANR comprennent ceux du Michigan, du Wisconsin, de l'Illinois, de l'Indiana et de l'Ohio. Bon nombre des régions d'approvisionnement et des marchés d'ANR sont également desservis par des gazoducs intraétatiques et interétatiques.

ANR a prouvé sa capacité d'adaptation à la dynamique changeante des marchés. ANR a cerné les occasions et investi dans son réseau afin de répondre à la demande du marché pour des services de transport à contre-courant des débits traditionnels. Il en a résulté un accroissement des débits bidirectionnels et des services sur plus courte distance dans certaines régions d'approvisionnement et sur certains marchés.

Bien que le temps chaud pour la saison et le manque de demande de stockage aient eu une incidence négative sur ANR en 2012, nous prévoyons une montée de la demande de services de transport pipelinier en général aux États-Unis, ce qui aura un effet positif sur ANR du fait des facteurs suivants :

- le retour des conditions climatiques saisonnières;

- l'accroissement de la production d'électricité au moyen de gaz naturel découlant de la conversion au gaz naturel et de la mise hors service de centrales alimentées au charbon;
- les exportations de GNL depuis le golfe du Mexique et l'essor du secteur industriel (de la pétrochimie notamment).

GTN transporte du gaz naturel provenant du BSOC et des Rocheuses. Le réseau doit affronter la concurrence d'autres gazoducs interétatiques offrant des services de transport jusqu'à des marchés du Nord-Ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada. Ces marchés peuvent aussi s'approvisionner en gaz naturel des bassins de la région des Rocheuses et du Sud-Ouest des États-Unis. Une grande partie de la capacité de GTN fait l'objet de contrats à long terme. Le réseau est exploité aux termes d'un règlement tarifaire entré en vigueur en janvier 2012 et qui arrivera à échéance à la fin de décembre 2015. Ainsi, les produits ne sont soumis à l'incidence des variations qu'en conséquence des volumes de capacité vendus au-delà des volumes contractuels réels.

Great Lakes doit faire concurrence à des gazoducs qui transportent du gaz naturel depuis le BSOC et les États-Unis. Ces dernières années, le réseau connaît une situation où de nombreux contrats de transport sur longue distance ne sont pas renouvelés. La durée des contrats visant la capacité est ainsi plus courte que par le passé. Par ailleurs, l'hiver doux et les stocks élevés sans précédent de gaz naturel, qui ont fait baisser les livraisons, ont eu une incidence négative sur les produits de Great Lakes en 2012. Pour Great Lakes, la demande de capacité fluctue au gré de la conjoncture saisonnière. Nous nous attendons à ce qu'un retour des températures moyennes hivernales contribue à accroître les livraisons et relance la demande de stockage. Great Lakes doit déposer un dossier tarifaire d'ici le 1^{er} novembre 2013, ce qui lui donne l'occasion de modifier les droits et le tarif à la lumière de la conjoncture actuelle.

Nous évaluons constamment nos actifs pipeliniers et envisageons la possibilité de convertir au transport du pétrole brut une partie de l'infrastructure gazière existante. L'ONÉ a approuvé en 2007 la conversion au transport du pétrole brut de l'un de nos gazoducs du réseau principal au Canada, pour les besoins du projet Keystone d'origine. Nous avons déterminé que la conversion au transport du pétrole brut d'autres tronçons de gazoducs du réseau principal au Canada afin de desservir les marchés de l'Est est réalisable à la fois sur les plans technique et économique. Le secteur des oléoducs évalue présentement l'intérêt commercial d'une telle conversion.

Nous nous concentrons en outre sur les nouvelles possibilités découlant de l'évolution de la dynamique de l'offre et de la demande. En 2012, nous avons entrepris la réalisation des projets décrits ci-après.

- Nous avons achevé et mis en service des projets pipeliniers d'une valeur de 650 millions de dollars dans le cadre des activités d'expansion du réseau de l'Alberta.
- Nous avons conclu une entente avec Shell en vue de la construction et de l'exploitation du projet Coastal GasLink de 4 milliards de dollars, qui acheminerait du gaz naturel du BSOC jusqu'au projet de GNL proposé par Shell Canada Limitée (« Shell ») sur la côte Ouest, près de Kitimat, en Colombie-Britannique.
- Nous nous sommes vu confier des projets de nouvelle infrastructure pipelinrière d'une valeur de 1,9 milliard de dollars afin de répondre à la demande croissante de gaz naturel au Mexique.
- Nous avons proposé un projet de 1,0 milliard de dollars à 1,5 milliard de dollars visant l'expansion du réseau de l'Alberta jusque dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et le raccordement au projet gazier de Prince Rupert et à l'approvisionnement supplémentaire de North Montney.

En janvier 2013, nous avons été choisis par Progress Energy Canada Ltd. pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet gazier de Prince Rupert, un projet de 5 milliards de dollars visant le transport de gaz naturel du Nord-Est de la Colombie-Britannique jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs au Canada

Réseau de l'Alberta

Au cours de l'exercice, nous avons achevé et mis en service des projets pipeliniers d'une valeur de 650 millions de dollars dans le cadre des activités d'expansion du réseau de l'Alberta. Au nombre de ces projets, celui de Horn River parachevé en mai, qui consistait à prolonger le réseau de l'Alberta jusqu'à la zone schisteuse de Horn River, en Colombie-Britannique.

En 2012, l'ONÉ a approuvé d'autres prolongements et agrandissements du réseau de l'Alberta, dont le coût total s'élève à environ 640 millions de dollars, notamment le projet de croisement de Leismer à Kettle River, qui consiste en une canalisation d'un diamètre de 30 pouces et d'une longueur de 77 km (46 milles). Ce projet, dont le coût est évalué à 160 millions de dollars, devrait permettre d'accroître la capacité afin de répondre à la demande dans le Nord-Est de l'Alberta. En date du 31 décembre, d'autres projets dont le coût total tourne autour de 330 millions de dollars étaient en instance d'approbation, y compris l'agrandissement de Chinchaga de 100 millions de dollars et le projet de Komie Nord, d'un coût de 230 millions de dollars, qui prolongerait le réseau de l'Alberta plus avant dans la zone de Horn River. Le 30 janvier 2013, l'ONÉ a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le volet du projet visant l'expansion du tronçon Chinchaga et de rejeter le tronçon Komie Nord. Une décision a maintenant été rendue à l'égard de toutes les demandes qui étaient en instance d'approbation à la fin de l'exercice 2012.

Réseau principal au Canada

L'audience de l'ONÉ visant à examiner notre demande concernant la modification de la structure et des modalités de service du réseau principal au Canada et l'établissement des droits pour 2012 et 2013 a débuté en juin 2012 et s'est conclue en décembre 2012. L'ONÉ devrait rendre sa décision vers la fin du premier trimestre ou le début de deuxième trimestre de 2013.

En mai, l'ONÉ a approuvé la construction de nouvelles installations pipelinaires pour approvisionner le sud de l'Ontario en gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus. L'approvisionnement gazier a commencé à s'acheminer vers les marchés le 1^{er} novembre 2012.

Pour répondre à la demande en vue d'amener au Canada une partie de l'approvisionnement supplémentaire provenant de la formation schisteuse de Marcellus, nous avons tenu un autre appel de soumissions pour le service de transport garanti sur le réseau principal au Canada. L'appel de soumissions a pris fin en mai 2012. En date du 1^{er} novembre 2012, nous étions en mesure d'ajouter des volumes supplémentaires de 50 Mpi³/j de la station de comptage de Niagara à Kirkwall et, sous réserve de la conclusion d'ententes préalables avec les parties intéressées, il est possible que ces volumes supplémentaires s'accroissent de 350 Mpi³/j d'ici le 1^{er} novembre 2015.

Projets

Projet Coastal GasLink

En juin, TCPL a été choisie par Shell et ses partenaires pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet Coastal GasLink, un gazoduc dont le coût est évalué à 4 milliards de dollars et qui transportera du gaz naturel de la zone productrice de Montney, près de Dawson Creek en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations d'exportation de gaz naturel liquéfié LNG Canada situées non loin de Kitimat, en Colombie-Britannique, qui ont été annoncées récemment. Le projet LNG Canada est une coentreprise dirigée par Shell et dont les partenaires sont Korea Gas Corporation, Mitsubishi Corporation et PetroChina Company Limited. Le gazoduc d'environ 650 km (404 milles) de long devrait présenter une capacité initiale supérieure à 1,7 Gpi³/j. Sa mise en service aurait lieu à la fin de la décennie, sous réserve de la décision finale d'investissement devant être prise par LNG Canada après l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation.

Projet gazier de Prince Rupert

Nous avons été choisis par Progress Energy Canada Ltd. (« Progress ») pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet gazier de Prince Rupert, d'un coût de 5 milliards de dollars. Le gazoduc proposé assurera le transport de gaz naturel principalement depuis la zone productrice de North Montney, près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de la région du Nord-Ouest du Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Nous nous attendons à signer les ententes définitives avec Progress au début de 2013, en vue d'une mise en service vers la fin de 2018. Progress devrait prendre sa décision finale d'investissement à l'égard du projet après avoir obtenu les approbations requises des organismes de réglementation.

Projets d'expansion du réseau de l'Alberta

Nous continuons 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 d'approvisionnement. Nous avons déposé des demandes auprès de l'ONÉ en vue de l'expansion du réseau de l'Alberta pour répondre aux demandes de nouveaux services de transport gazier dans les parties nord-ouest et nord-est du BSOC. Nous proposons en outre de prolonger le réseau de l'Alberta plus avant dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, plus précisément jusqu'au projet gazier de Prince Rupert et à l'approvisionnement gazier supplémentaire de North Montney. La nouvelle infrastructure fera en sorte que l'installation d'exportation de GNL de la région du Nord-Ouest du Pacifique, située sur la côte Ouest de la Colombie-Britannique, soit apte à recevoir l'approvisionnement gazier supplémentaire de North Montney ainsi que d'autres approvisionnements en gaz du BSOC. Les estimations initiales de coûts en capital s'établissent dans la fourchette de 1 milliard de dollars à 1,5 milliard de dollars et la mise en exploitation initiale est prévue pour la fin de 2015. Nous avons obtenu d'autres engagements fermes pour le transport d'environ 3,4 Gpi³/j au départ de l'Ouest de l'Alberta et du Nord-Est de la Colombie-Britannique d'ici 2015.

Prolongement de Tamazunchale

En février 2012, nous avons signé avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») un contrat d'une valeur approximative de 500 millions de dollars relativement au projet de prolongement de Tamazunchale. Le projet, qui est appuyé par des contrats de 25 ans avec la CFE, consiste en un gazoduc de 30 pouces s'étendant sur 235 km (146 milles) et présentant une capacité de 630 Mpi³/j. Les contrats d'ingénierie, d'acquisition et de construction ont tous été signés et les activités liées à la construction ont débuté. Le gazoduc devrait être mis en service au premier trimestre de 2014.

Projet de gazoduc de Topolobampo

En novembre, la CFE a adjugé à TCPL le contrat relatif au gazoduc de Topolobampo, devant relier Chihuahua à Topolobampo, au Mexique. Le projet, qui est appuyé par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE, consiste en un gazoduc de 30 pouces s'étendant sur 530 km (329 milles) et présentant une capacité de 670 Mpi³/j. Le coût total du projet est évalué à 1 milliard de dollars US. La mise en service devrait avoir lieu vers le milieu de 2016.

Projet de gazoduc de Mazatlan

En novembre, la CFE a adjugé à TCPL le contrat relatif au gazoduc de Mazatlan, devant relier El Oro à Mazatlan, au Mexique. Le projet, qui est appuyé par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE, consiste en un gazoduc de 24 pouces s'étendant sur 413 km (257 milles) et présentant une capacité de 200 Mpi³/j. Le coût total du projet est évalué à 400 millions de dollars US. La mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2016.

Projet de gazoduc de l'Alaska

Nous nous sommes entendus avec les producteurs du versant nord de l'Alaska quant au plan de travail pour évaluer les options de commercialisation des ressources gazières du versant nord au moyen d'une option GNL. Nous avons reçu en mai l'approbation de l'État de l'Alaska pour interrompre et préserver les travaux relatifs au tracé reliant l'Alaska à l'Alberta afin de nous concentrer sur l'option GNL, ce qui nous permet de reporter

au-delà de la date limite initiale de l'automne 2012 notre obligation de déposer une demande de certificat auprès de la FERC relativement au tracé en Alberta. En septembre 2012, nous avons sollicité les manifestations d'intérêt au sujet d'un gazoduc dans le cadre de l'option GNL, nous avons reçu un certain nombre de déclarations non exécutoires de la part d'expéditeurs éventuels de secteurs d'activité variés de l'Amérique du Nord et de l'Asie.

Dépôts auprès d'organismes de réglementation

Gazoducs au Canada

En septembre 2011, nous avons déposé devant l'ONÉ une vaste proposition de restructuration du réseau principal au Canada. La proposition vise à améliorer la compétitivité du réseau principal au Canada et les services de transport au départ du BSOC. Elle comporte une demande relative à la tarification de 2012 et 2013 compte tenu des modifications proposées à la structure commerciale et aux modalités de service régissant le réseau principal au Canada. Sur l'approbation de l'ONÉ, les droits de transport pour 2012 ont été établis à titre provisoire au niveau des droits définitifs approuvés pour 2011. Nous n'entrevoyons pas de décision au sujet de la proposition de restructuration au Canada avant la fin du premier trimestre ou le début du deuxième trimestre de 2013.

Les règlements visant le réseau de l'Alberta et Foothills sont arrivés à échéance à la fin de 2012. Les droits définitifs pour 2013 seront établis soit par de nouveaux règlements ou dossiers tarifaires soit par les ordonnances rendues par l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration au Canada.

Gazoducs aux États-Unis

Les tarifs d'ANR Pipeline Company ont été établis au début de 1997. ANR peut déposer de nouveaux tarifs à sa discrétion. En 2012, la FERC a rendu une ordonnance autorisant la vente d'actifs extracôtiers par ANR à sa société affiliée, TC Offshore LLC, une filiale en propriété exclusive récemment créée, et l'exploitation des actifs par TC Offshore LLC en tant que pipeline interétatique indépendant. L'entrée en exploitation commerciale de TC Offshore LLC a eu lieu le 1^{er} novembre 2012. ANR Storage Company a négocié avec ses expéditeurs un règlement que la FERC a approuvé le 20 août 2012. ANR Storage Company détient 56 Gpi³ de la capacité totale de stockage d'ANR.

GTN dispose d'un règlement négocié approuvé par la FERC à l'égard des droits de transport en vigueur de janvier 2012 à la fin de décembre 2015. Ce règlement comporte un moratoire visant le dépôt de dossiers tarifaires jusqu'en décembre 2015. GTN doit déposer une demande d'approbation des tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2016.

Northern Border a négocié avec ses expéditeurs un règlement définitif qui a été approuvé par la FERC et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2013. Selon ce règlement, les tarifs visant le transport sur de longues distances sont inférieurs d'environ 11 % aux tarifs pour 2012 et l'amortissement a été réduit pour passer de 2,4 % à 2,2 %. Le règlement comprend en outre un moratoire de trois ans sur le dépôt de nouvelles demandes tarifaires et sur la contestation des tarifs négociés. Northern Border doit toutefois amorcer une nouvelle instance tarifaire d'ici cinq ans.

Great Lakes dispose d'un règlement négocié approuvé par la FERC. Il lui est possible de présenter une demande d'approbation de nouveaux tarifs au moment de son choix, mais une telle demande doit avoir été déposée le 1^{er} novembre 2013 au plus tard.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des gazoducs. Voir la page 76 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société dans son ensemble est exposée.

Approvisionnement tiré du BSOC pour les gazoducs de raccordement en aval

Bien que nous nous efforcions de diversifier nos sources d'approvisionnement en gaz naturel, le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement d'un grand nombre de nos gazoducs et de notre

infrastructure de transport en Amérique du Nord. Cet approvisionnement fait toutefois l'objet d'une concurrence féroce de la part de plusieurs gazoducs en aval, de la demande albertaine et, à l'avenir, de la demande provenant des gazoducs proposés aux fins d'exportation de GNL depuis la côte Ouest de la Colombie-Britannique. Bien que le BSOC renferme des réserves considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs en aval, la demande en Alberta et la valeur globale des réserves, y compris des liquides.

Accès du marché à d'autres sources d'approvisionnement

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour conserver notre part des marchés. La mise en valeur de nouvelles zones d'approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels affaiblit la compétitivité de nos gazoducs de transport sur longues distances, une tendance qui pourrait se maintenir. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs dépend de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir des services de transport de rechange à des prix que le marché juge acceptables.

Concurrence

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinières pour les points de raccordement et les débouchés. En Amérique du Nord, la plupart, voire la totalité des gazoducs de transport sur longues distances subissent les effets de l'évolution de la dynamique d'écoulement, qui résulte de la mise en valeur d'un nouvel approvisionnement de gaz de schiste. La concurrence promet d'être féroce à l'avenir en ce qui concerne la réussite future de nouveaux projets, par exemple, le raccordement de gazoducs à des installations d'exportation de GNL ou l'aménagement d'infrastructure gazière au Mexique.

Demande de capacité pipelinère

À la limite, la demande de capacité pipelinère est le facteur déterminant de la vente de services de transport. La demande de capacité pipelinère 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. Notamment, les installations de GNL proposées 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. Nos gazoducs pourraient se voir 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 de Great Lakes, par exemple. Nous nous attendons 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.

Plusieurs facteurs influent sur la demande de capacité pipelinère.

- 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.
- 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, de la possibilité d'avoir un accès abordable aux marchés et du coût de l'infrastructure nécessaire. La concurrence entre les bassins a une incidence sur le calendrier et l'envergure des activités de mise en valeur, ce qui entraîne des changements à la demande de capacité pipelinère.
- Les effets environnementaux perçus de la fracturation hydraulique font de plus en plus l'objet d'examen approfondis de la part des organismes de réglementation et du public. Toute modification de la

réglementation visant la fracturation hydraulique est susceptible d'avoir une incidence sur les coûts et le rythme de la mise en valeur des zones gazières.

- L'accroissement de l'infrastructure pipelinière, les changements au sein des bassins d'approvisionnement et la capacité inutilisée de nombreux gazoducs 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 pipelinières choisissent de modifier leur structure commerciale, leurs méthodes de conception de la tarification et leurs services, en réponse à l'évolution de la dynamique d'écoulement pipelinier.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation peuvent avoir une incidence sur l'approbation, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Dans la mesure du possible, nous gérons ce risque par la voie de demandes d'approbation de taux et d'installations et par des règlements négociés. L'opinion publique sur l'aménagement de gazoducs peut également avoir une incidence sur le processus d'approbation de nouveaux actifs gaziers par l'organisme de réglementation compétent. Nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs, et l'aménagement de nos actifs ne se fait pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Risque d'exploitation

La réussite de notre entreprise tient à l'exploitation continue de nos pipelines. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude et effectuons de façon continue l'entretien de l'équipement de compression pour en assurer la sécurité et la fiabilité d'exploitation.

Oléoducs

Le réseau d'oléoducs Keystone de TCPL achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'à d'importants marchés de raffinage des États-Unis, en Illinois et en Oklahoma. Le réseau, qui s'étend sur 3 467 km (2 154 milles), présente une capacité nominale de 591 000 b/j.

Le projet Keystone XL constitue pour nous une occasion de croissance pour transporter vers les marchés des volumes croissants de pétrole brut nord-américain. Ce projet portera la capacité totale du réseau d'oléoducs Keystone à 1,4 million de b/j et nous avons signé des contrats fermes à long terme à l'égard d'une capacité supérieure à 1,1 million de b/j.

D'une capacité initiale maximale de 700 000 b/j, le projet de la côte du golfe, dont la construction est en cours, permettra de relier le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, à la côte américaine du golfe du Mexique.

Nous avons récemment annoncé les projets pipeliniers Grand Rapids et Northern Courier, ainsi que l'expansion du terminal de Keystone à Hardisty. Ces projets nous confèrent une position concurrentielle sur le marché du transport de pétrole brut à l'intérieur de l'Alberta, qui est en plein essor.

Coup d'œil sur la stratégie

Compte tenu de la production accrue de pétrole brut en Alberta, des nouvelles découvertes de pétrole aux États-Unis et de la demande croissante de sources d'énergie sûres et fiables, il est essentiel d'aménager de nouveaux oléoducs.

Nous continuons de nous concentrer sur l'établissement de contrats et la livraison d'un approvisionnement croissant de pétrole brut nord-américain aux principaux marchés des États-Unis. Pour agrandir notre infrastructure pétrolière, nous prévoyons :

- construire un nouvel oléoduc entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique (« projet de la côte du golfe »);
- ajouter des réservoirs afin de permettre l'accumulation par lot et aménager une infrastructure pipelinrière à Hardisty, en Alberta (« terminal de Keystone à Hardisty »);
- construire un nouvel oléoduc entre Hardisty, en Alberta, et Steele City, au Nebraska (« Keystone XL »);
- construire le projet pipelinier Grand Rapids pour assurer le transport de pétrole brut et de diluant entre la zone de production située dans le Nord de l'Alberta et la région d'Edmonton-Heartland;
- aménager le projet pipelinier Northern Courier pour assurer le transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'à l'usine de traitement Voyageur, située au nord de Fort McMurray en Alberta.

Notre projet de conversion au pétrole brut d'un tronçon de gazoduc du réseau principal au Canada permettrait de relier le marché du raffinage de l'Est du Canada à notre infrastructure de transport de pétrole brut (« conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada ») tout en nous fournissant d'autres occasions de favoriser l'expansion de notre secteur des oléoducs.



Nous sommes l'exploitant de tous les pipelines et de toutes les propriétés indiqués sur la carte.

	longueur	description	participation
Oléoduc			
22 Réseau d'oléoducs Keystone	3 467 km (2 154 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, puis de Cushing, en Oklahoma.	100 %
En construction			
23 Projet Marketlink de Cushing	Installations de réception de brut	Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin permien, dans l'Ouest du Texas, jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique, par l'entremise d'installations faisant partie du projet de la côte du golfe.	100 %
24 Projet de la côte du golfe	780 km (485 milles)	Transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet comprend le latéral de Houston d'une longueur de 76 km (47 milles).	100 %
25 Terminal de Keystone à Hardisty	Terminal pétrolier	Terminal pétrolier proposé à Hardisty, en Alberta, pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler les lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En voie d'aménagement			
26 Projet Marketlink de Bakken	Installations de réception de brut	Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL.	100 %
* Conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada		Conversion au transport de pétrole brut d'un tronçon de gazoduc du réseau principal au Canada qui acheminera du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, aux marchés de l'Est du Canada.	100 %
27 Projet pipelinier Grand Rapids	500 km (300 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray jusqu'à la région d'Edmonton-Heartland. Le projet est une coentreprise avec Phoenix Energy Holdings Limited (« Phoenix »).	50 %
28 Oléoduc Keystone XL	1 897 km (1 179 milles)	Oléoduc reliant Hardisty, en Alberta, à Steele City, au Nebraska, dans le but de porter la capacité du réseau d'oléoducs Keystone à 1,4 million de b/j. En attente d'une décision relativement à la demande de permis présidentiel.	100 %
29 Projet pipelinier Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'à l'usine de traitement Voyageur, située au nord de Fort McMurray en Alberta.	100 %

* Ne figure pas sur la carte

RÉSULTATS

Le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011¹
Réseau d'oléoducs Keystone	712	589
Expansion des affaires du secteur des oléoducs	(14)	(2)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs	698	587
Amortissement	(145)	(130)
BAII comparable du secteur des oléoducs	553	457
BAII comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	191	159
Dollars US	363	301
Change	(1)	(3)
BAII comparable du secteur des oléoducs	553	457

¹ Les résultats de 2011 portent sur 11 mois.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est révélé supérieur de 123 millions de dollars en 2012 comparativement à 2011. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

- l'augmentation des volumes faisant l'objet de contrats;
- l'incidence d'une augmentation, en mai 2011, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois;
- l'incidence d'une augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma;
- la constatation des produits sur 12 mois en 2012 plutôt que sur 11 mois en 2011.

Le réseau d'oléoducs Keystone a entrepris ses activités commerciales en juin 2010, avec la livraison de pétrole brut à des marchés de Wood River et Patoka, en Illinois. Nous avons capitalisé tous les flux de trésorerie, à l'exclusion des frais généraux, d'administration et de soutien, jusqu'en février 2011. Au départ, l'ONÉ avait imposé une restriction relativement à la pression maximale d'exploitation sur le tronçon canadien de la canalisation dont le sens d'écoulement a été inversé, ce qui n'a pas permis l'exploitation à la pression nominale et a ramené la capacité d'expédition bien au-dessous de la capacité nominale initiale de 435 000 b/j. L'ONÉ a levé la restriction en décembre 2010 et à la fin de janvier 2011, nous avons apporté toutes les modifications d'exploitation requises, ce qui nous a permis d'augmenter la pression d'exploitation et la capacité d'expédition.

Nous avons commencé à comptabiliser le BAIIA du réseau d'oléoducs Keystone en février 2011, dès le début des livraisons de brut à Cushing, en Oklahoma.

Expansion des affaires

Les charges d'expansion des affaires constatées en 2012 sont supérieures de 12 millions de dollars à celles inscrites en 2011. L'augmentation s'explique surtout par l'intensification des activités d'expansion des affaires liées à divers projets d'aménagement.

Amortissement

Pour l'exercice 2012, une hausse de 15 millions de dollars a été constatée au titre de l'amortissement par rapport à l'exercice 2011, du fait, surtout, de la comptabilisation des charges d'amortissement sur 12 mois plutôt que sur 11 mois, comme cela avait été le cas en 2011.

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que le résultat de 2013 soit comparable à celui de 2012. Le résultat devrait augmenter au fil de la mise en service des projets qui sont présentement en cours d'élaboration.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 1,1 milliard de dollars en 2012. Elles devraient atteindre 4,1 milliards de dollars en 2013 et se rapporter surtout à Keystone XL et au projet de la côte du golfe. Nous finançons les dépenses en immobilisations au moyen des flux de trésorerie actuels et de notre accès aux marchés financiers. La page 68 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES OLÉODUCS

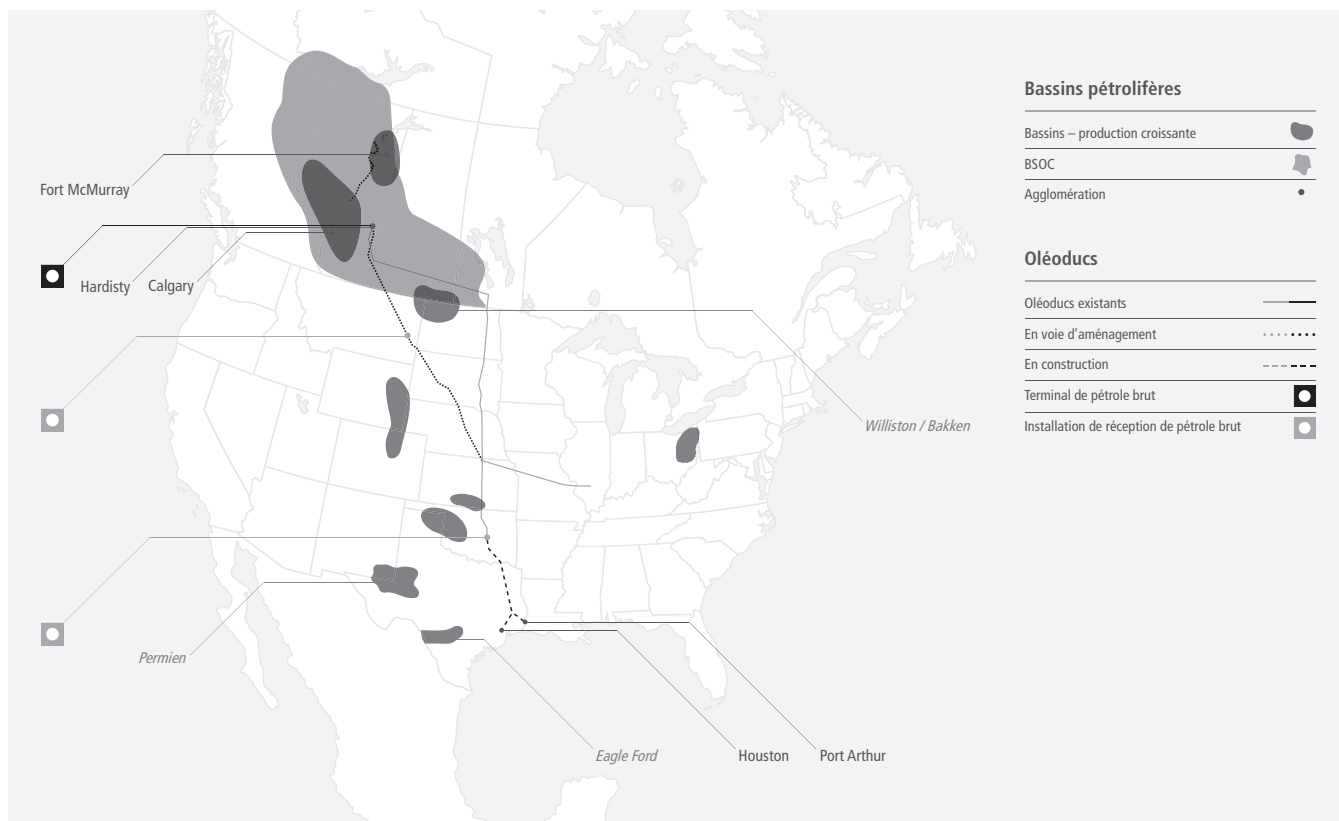
Les oléoducs transportent du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage pour en faire divers produits pétroliers.

Le réseau d'oléoducs Keystone achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'à d'importants marchés de raffinage des États-Unis, en Illinois et en Oklahoma. Son résultat provient principalement de la capacité pipelinère vendue aux expéditeurs sous contrat d'achat ferme en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction 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 résultat supplémentaire.

Les modalités de service et le montant des paiements mensuels fixes sont déterminés au moyen d'arrangements de transport à long terme négociés avec les expéditeurs. De tels arrangements sont établis pour une durée moyenne de 18 ans et ils nous permettent de recouvrer tous les coûts engagés pour l'exploitation du réseau.

Contexte commercial

L'essor que connaît la production de pétrole brut au Canada et aux États-Unis stimule la demande de nouvelle infrastructure de transport de brut. Aussi saisissons-nous également les occasions de relier l'approvisionnement pétrolier croissant en Amérique du Nord aux principaux marchés.



L'Alberta produit la majeure partie du pétrole brut du BSOC, qui est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut du réseau d'oléoducs Keystone.

En 2011, la production du BSOC a atteint un total approximatif de 2,7 millions de b/j, dont 1,1 million de b/j de pétrole brut classique et de condensats et 1,6 million de b/j de pétrole tiré de la région des sables bitumineux de l'Alberta. Dans l'Ouest canadien, la production de pétrole brut classique a augmenté pour la première fois après des années de déclin.

Dans son rapport paru en 2012, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta estime à 170 milliards de barils les réserves établies restantes en Alberta, dans les sources classiques et les sables bitumineux. Selon la prévision faite en juin 2012 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, les approvisionnements en pétrole brut du BSOC passeraient à 3,6 millions de b/j en 2015 et à 4,5 millions de b/j en 2020 et, toujours selon les prévisions de 2012, la production de brut classique et non classique de l'Ouest canadien atteindrait 885 000 b/j en 2025, un volume plus élevé que la prévision faite en 2011.

Production des sables bitumineux

Malgré les hausses de la production tirée des sources classiques et de la nouvelle production de pétrole de schiste (notamment des formations de Bakken et de Cardium), les sables bitumineux constitueront encore la majeure partie de la production pétrolière du BSOC. Le rapport de 2012 de l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta estime à 19,9 milliards de dollars les dépenses en immobilisations liées

aux sables bitumineux en 2011, une hausse de 2,7 milliards de dollars, et prévoit que les investissements s'élèveront à 21,5 milliards de dollars en 2012 et à 24,7 milliards de dollars en 2015.

Le cycle de vie des projets de mise en valeur des sables bitumineux est très long : 40 ans pour les projets d'extraction à ciel ouvert et 25 ans pour la production in situ, selon des estimations prudentes, et d'autres estimations sont beaucoup plus élevées. Les producteurs doivent ainsi s'assurer d'avoir un accès à long terme aux marchés. Le réseau d'oléoducs Keystone, dont Keystone XL, offre aux producteurs la capacité pipelinière dont ils ont besoin, et sa capacité fait en grande partie l'objet de contrats d'une durée moyenne de 18 ans.

Demande d'infrastructure en Alberta

La croissance de la production tirée des sables bitumineux crée par ailleurs un besoin de nouveaux pipelines à l'intérieur de l'Alberta, tels que le projet pipelinier Grand Rapids, qui permettra le transport de pétrole brut depuis la source jusqu'aux carrefours pétroliers d'Edmonton-Heartland et de Hardisty, où il se raccordera au réseau d'oléoducs Keystone et à d'autres oléoducs qui acheminent le pétrole brut à l'extérieur de l'Alberta et le diluant à la zone de production située dans nord de l'Alberta.

Croissance de la production américaine

Selon les *Perspectives énergétiques mondiales* de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »), les États-Unis devraient prendre la place de l'Arabie Saoudite, à titre de plus important producteur de pétrole au monde. Dans son rapport, l'AIE estime que la production de pétrole de schiste des États-Unis s'accroîtra d'environ 3 millions de b/j et qu'elle atteindra un sommet autour de 2020, avant d'amorcer un déclin vers 2025.

La production du bassin Williston, qui est principalement situé dans le Dakota du Nord et au Montana, a dépassé 600 000 b/j en 2012 et devrait atteindre environ 1 million de b/j d'ici 2014, en raison de l'accroissement rapide de la production de pétrole de schiste de la formation de Bakken. Le bassin Williston est la principale source de pétrole brut du projet Marketlink de Bakken.

D'après BENTEK Energy, le bassin permien, situé principalement dans l'ouest du Texas, produit actuellement 1,3 million de b/j et devrait en produire 1,8 million d'ici la fin de 2016. Le bassin permien est la principale source de pétrole brut du projet Marketlink de Cushing. La production croissante des États-Unis contribue à la hausse de l'approvisionnement en pétrole brut au carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, et a donné lieu à une demande accrue pour une capacité pipelinière supplémentaire entre Cushing et le marché du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre projet de la côte du golfe fournira la capacité pipelinière nécessaire au transport de pétrole brut de Cushing à la côte américaine du golfe du Mexique.

Le rapport de l'AIE prévoit que malgré la hausse de la production pétrolière américaine, les États-Unis demeureront un importateur net de pétrole brut et que ses importations se chiffreront à 3,4 millions de b/j en 2035. La production croissante des bassins permien, dans l'ouest du Texas, et Eagle Ford, dans le sud de l'État, qui se compose surtout de pétrole brut léger, fera vraisemblablement concurrence aux volumes de brut léger tirés du bassin Williston, mais pas aux volumes du Canada en général. Les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique continueront de préférer le pétrole lourd du Canada parce qu'elles ont été conçues pour traiter ce type de brut et qu'elles ne peuvent pas passer facilement au traitement de grandes quantités de pétrole de schiste léger.

Des raffineries de l'Est du Canada importent déjà du brut léger de l'Afrique de l'Ouest et du Moyen-Orient; elles sont donc davantage en mesure de traiter le pétrole de schiste léger. Bon nombre de ces raffineries ont récemment commencé à transporter par train de petites quantités de brut léger intérieur, à un prix généralement supérieur à celui de transport par pipeline. La situation a suscité une forte demande d'oléoducs reliant l'Est du Canada à la production de pétrole léger en plein essor de la formation de Bakken et du BSOC. Nous sommes en mesure de satisfaire à cette demande parce que nous avons la possibilité de convertir au transport de pétrole des tronçons de gazoducs de notre réseau principal au Canada entre l'Alberta et l'Est du Canada.

FAITS MARQUANTS

Droits

Cette année, nous avons déposé auprès de l'ONÉ et de la FERC des droits fixes révisés visant la capacité sous contrat jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Les nouveaux droits, entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2012, reflètent les coûts de projet définitifs du réseau d'oléoducs Keystone.

Projet de la côte du golfe

Nous avons annoncé en février 2012 que la portion du projet Keystone XL visant le prolongement de l'oléoduc de Cushing jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique avait sa propre valeur indépendante sur le marché et que nous envisageons sa construction en tant que projet autonome et non pas dans le cadre du processus de demande de permis présidentiel visant Keystone XL.

L'oléoduc de 36 pouces de diamètre s'étendra de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Nous prévoyons qu'il présentera une capacité initiale maximale de 700 000 b/j et une capacité ultime de 830 000 b/j. Nous estimons à 2,3 milliards de dollars US le coût total du projet qui, au 31 décembre 2012, était achevé à environ 35 %. Du coût total du projet, un montant de 300 millions de dollars US devrait être engagé à l'égard du latéral de Houston, une canalisation latérale devant s'étendre sur 76 km (47 milles) afin d'acheminer du pétrole brut jusqu'à des raffineries de Houston.

La mise en chantier a eu lieu en août 2012 et la mise en service est prévue pour la fin de 2013.

Oléoduc Keystone XL

En mai 2012, nous avons déposé auprès du Département d'État des États-Unis une demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) relativement au transport de pétrole brut de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska, par l'oléoduc Keystone XL. Tout au long de 2012, nous avons continué de collaborer avec le département de la qualité de l'environnement du Nebraska (« DQEN ») et avec de nombreuses autres parties prenantes afin de déterminer un tracé de rechange au Nebraska qui permettrait d'éviter la région des Sandhills. Nous avons proposé un tracé de rechange en avril 2012, mais l'avons par la suite modifié en fonction des commentaires reçus du DQEN et d'autres parties prenantes.

En septembre 2012, nous avons présenté au DQEN un rapport environnemental supplémentaire sur le nouveau tracé de rechange proposé et avons fourni au Département d'État un rapport environnemental dans le cadre de l'examen de la demande de permis présidentiel.

En janvier 2013, le DQEN a déposé devant le gouverneur du Nebraska son rapport d'évaluation final relativement au nouveau tracé de rechange proposé. Le rapport conclut que le nouveau tracé de rechange proposé évite la région des Sandhills et que la construction et l'exploitation de l'oléoduc Keystone XL ne devraient avoir que des incidences environnementales minimales au Nebraska. Le 22 janvier 2013, le gouverneur du Nebraska a approuvé le nouveau tracé de rechange proposé.

Le Département d'État s'emploie maintenant à terminer son examen environnemental et son processus visant à déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts des États-Unis. Nous attendons sa décision relativement à notre demande de permis transfrontalier.

L'oléoduc s'étendra de Hardisty, en Alberta, à Steele City, dans le Nebraska. Le coût en capital total du projet est évalué à 5,3 milliards de dollars US et, en date du 31 décembre 2012, une somme de 1,8 milliard de dollars US avait été investie dans le projet. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, la mise en service devrait avoir lieu vers la fin de 2014 ou le début de 2015.

Projets Marketlink

Nous avons entrepris la construction des installations de réception du projet Marketlink de Cushing et nous nous attendons à commencer à transporter du pétrole brut de la zone productrice du bassin permien, dans l'Ouest du Texas, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique vers la fin de 2013, après la mise en service de notre projet de la côte du golfe. Notre projet Marketlink de Bakken assurera le transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en

Oklahoma, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL, sous réserve de l'approbation de celui-ci par l'organisme de réglementation compétent.

Terminal de Keystone à Hardisty

Nous avons annoncé en mai 2012 que nous avons obtenu des engagements à long terme exécutoires visant plus de 500 000 b/j pour le terminal de Keystone à Hardisty et que devant un appui commercial aussi solide, nous avons décidé d'accroître l'ampleur du projet pour en faire passer la capacité proposée de 2 millions de barils à 2,6 millions de barils au terminal situé à Hardisty, en Alberta.

Le terminal fournira aux producteurs de l'Ouest canadien des réservoirs pour accumuler les lots de pétrole brut ainsi qu'une infrastructure pipelinère, en plus de leur permettre d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone.

Le projet devrait entrer en exploitation vers la fin de 2014 et coûter environ 275 millions de dollars.

Projet pipelinier Northern Courier

Nous avons annoncé en août 2012 que TCPL avait été choisie par Fort Hills Energy Limited Partnership pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet pipelinier Northern Courier.

Le projet consiste en un réseau pipelinier de 90 km (54 milles) pour assurer le transport de bitume et de diluant entre le site minier de Fort Hills et l'usine de traitement Voyageur, située au nord de Fort McMurray en Alberta. Le coût en capital du projet est évalué à 660 millions de dollars. La capacité du pipeline est entièrement souscrite au moyen de contrats de transport à long terme au site minier de Fort Hills, dont les propriétaires sont conjointement Suncor Energy Inc., Total E&P Canada Ltd. et Teck Resources Limited.

Le projet est subordonné à la sanction du projet de Fort Hills par les copropriétaires du site minier et à l'obtention des approbations réglementaires requises.

Projet pipelinier Grand Rapids

En octobre 2012, nous avons annoncé la signature de conventions obligatoires avec Phoenix relativement à l'aménagement du projet pipelinier Grand Rapids dans le Nord de l'Alberta.

Le projet comprend un oléoduc et une canalisation de diluant s'étendant sur environ 500 km (300 milles) entre la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray et la région d'Edmonton-Heartland. Sa capacité de transport maximale devrait se situer à 900 000 b/j de pétrole brut et à 330 000 b/j de diluant.

Phoenix et nous détiendrons chacun 50 % du projet d'un coût approximatif de 3 milliards de dollars, dont nous serons l'exploitant. Phoenix a pris un engagement à long terme visant le transport de brut et de diluant.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, le réseau pipelinier Grand Rapids devrait être mis en service en plusieurs étapes dont la première viserait le transport de pétrole brut d'ici le milieu de 2015. La mise en service du réseau tout entier aurait lieu au deuxième semestre de 2017.

Conversion d'un tronçon du réseau principal au Canada

Nous avons déterminé que la conversion au transport du pétrole brut d'un tronçon du réseau principal au Canada qui transporte actuellement du gaz naturel est réalisable à la fois sur les plans technique et économique. Par l'entremise d'une combinaison de gazoducs convertis et de nouvelles installations, le tronçon en question acheminera du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de l'Est du Canada. Nous prenons les mesures nécessaires pour réaliser ce projet et avons lancé le processus d'appel de commentaires de la part des parties prenantes et des expéditeurs éventuels afin de déterminer l'acceptation du projet proposé par le marché.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des oléoducs. Voir la page 76 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Risque d'exploitation

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible de nos oléoducs sont essentiels au succès du secteur des oléoducs. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits tirés des paiements de capacité et des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer s'il y a lieu.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos oléoducs. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole a également une incidence sur le processus de réglementation. Des particuliers et des groupes de défense de l'intérêt public s'opposent à la construction d'oléoducs pour exprimer leur désaccord face à la production pétrolière. Pour gérer ce risque, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur des oléoducs et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis

Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux fondés sur l'hypothèse que les nouveaux actifs offriront un rendement des investissements intéressant à l'avenir. Aux termes de certains contrats, nous partageons avec les clients le coût lié à ces risques. Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous sommes exposés au risque lié au coût du capital, qui peut avoir une incidence sur le rendement du projet. Nos projets d'investissement sont également soumis au risque d'obtention des permis, qui peut se traduire par des retards de construction et par la réduction des rendements du capital investi.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

La demande de capacité pipelinière pour le transport de pétrole brut dépend du niveau de l'approvisionnement en pétrole brut et de la demande de produits pétroliers raffinés. Les nouvelles technologies de production, dont le drainage par gravité au moyen de vapeur et le forage horizontal combiné à la fracturation hydraulique, permettent aux producteurs d'intensifier de manière économique, compte tenu des prix actuels du brut, les activités de mise en valeur de ressources non classiques, telles que les sables bitumineux et le pétrole de schiste, et la situation a entraîné une demande accrue de nouvelle infrastructure de transport. Un recul de la demande de produits pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs pour leur produit. Un resserrement des marges pourrait par ailleurs inciter les producteurs à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport pétrolier et, à long terme, sur les contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure qu'arriveront à échéance les contrats actuels.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport de pétrole brut, plus particulièrement pour transporter les approvisionnements croissants de pétrole brut du BSOC, du bassin Williston et du bassin permien jusqu'aux principaux marchés du raffinage des États-Unis, et nous faisons face à la concurrence d'autres sociétés pipelinières et, dans une moindre mesure, de compagnies de chemin de fer, qui cherchent également à transporter ces approvisionnements jusqu'aux marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Énergie

Le portefeuille du secteur de l'énergie de TCPL compte des actifs de production d'électricité au Canada et aux États-Unis et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta.

Nous détenons, contrôlons ou travaillons à aménager des installations présentant une capacité de production supérieure à 11 800 MW d'électricité au moyen d'actifs alimentés 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 se trouvent pour la plupart en Alberta, en Ontario et au Québec, alors qu'aux États-Unis, elles se trouvent dans la région de New York et dans les États de la Nouvelle-Angleterre et de l'Arizona. Les actifs sont en grande partie soutenus par des contrats à long terme et certains produisent à faible coût la charge de base alors que d'autres, situés dans une zone critique, produisent la charge essentielle.

Dans le but de gérer activement notre exposition aux risques liés aux produits de base et d'offrir des rendements élevés, nous dirigeons 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 nos bureaux en Alberta, en Ontario et au Massachusetts.

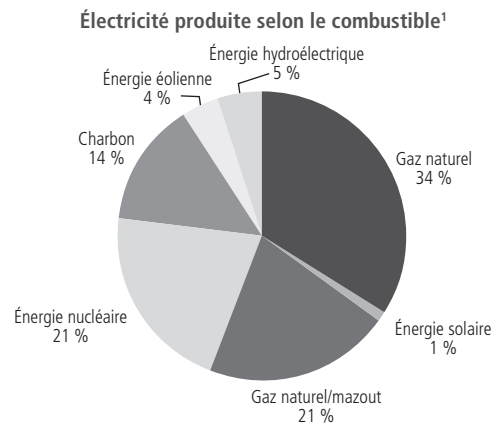
Nous détenons ou contrôlons des installations de stockage de gaz naturel non réglementées d'une capacité approximative de 156 Gpi³ en Alberta, soit près du tiers de la capacité albertaine. Notre capacité de stockage, compte tenu des installations de stockage de gaz naturel réglementées qui sont situées au Michigan et qui font partie du secteur des gazoducs, se chiffre à environ 407 Gpi³.

Coup d'œil sur la stratégie

Nous continuons de mettre l'accent sur une infrastructure électrique durable et des actifs de stockage de gaz naturel à faible coût, qui s'appuient sur de solides indicateurs de base du marché, et nous nous efforçons de saisir les occasions de contrat à long terme avec des parties solvables qui sont dignes de confiance. Nos investissements 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 notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.








En Amérique du Nord, l'accroissement de la demande d'électricité devrait nous donner l'occasion de prendre part à de nouveaux projets de production d'électricité et à d'autres projets d'infrastructure électrique. À l'heure actuelle, les faibles prix du gaz naturel font de la production d'électricité au moyen de gaz naturel une option très concurrentielle pour répondre à la demande croissante sur les marchés que nous desservons.

Le stockage de gaz naturel continuera de répondre à des besoins commerciaux et jouera un rôle prépondérant dans l'équilibre de l'offre et de la demande lorsque des ressources gazières supplémentaires seront raccordées aux marchés nord-américains et mondiaux.



¹ Y compris les installations en voie d'aménagement

Énergie

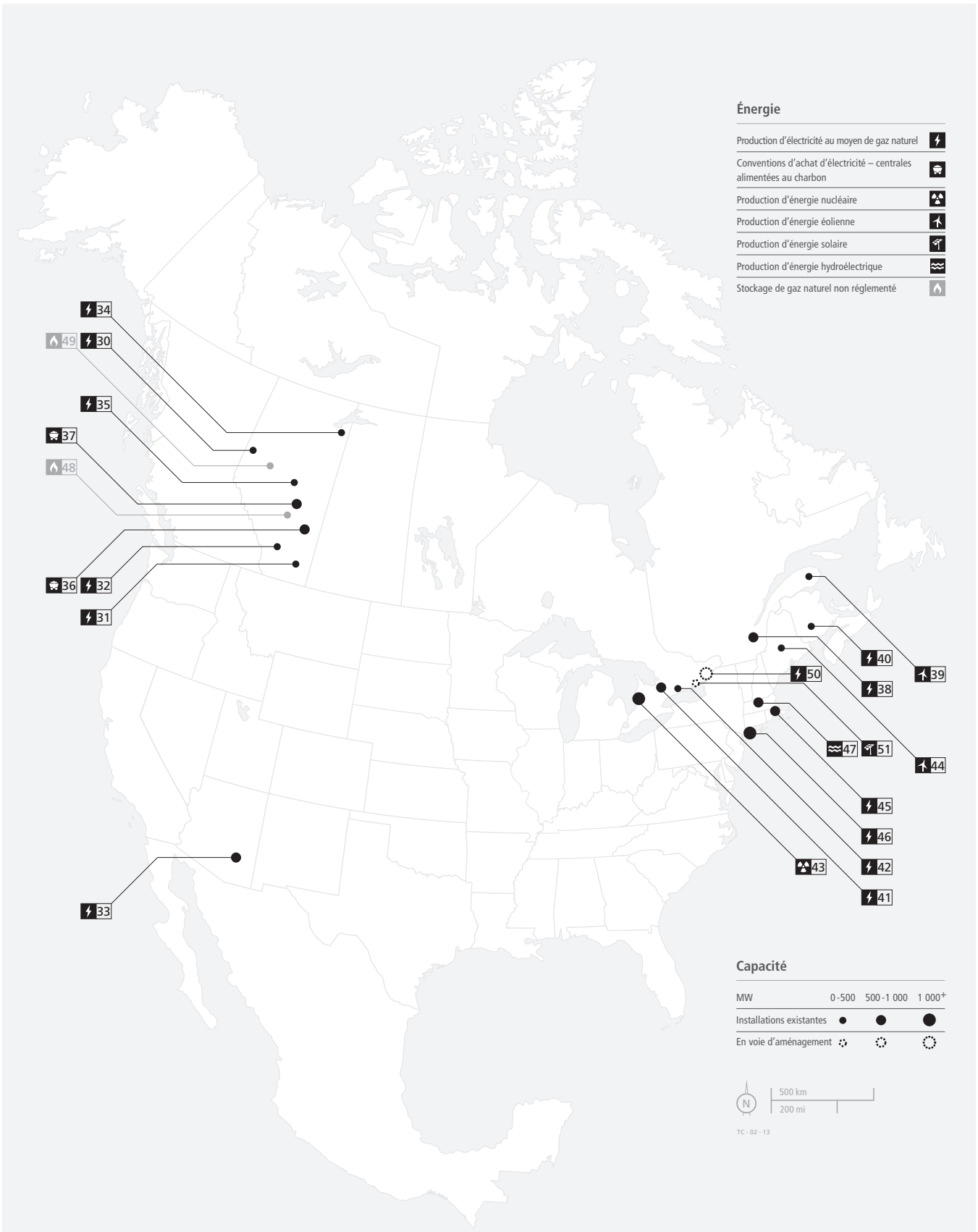
- Production d'électricité au moyen de gaz naturel 
- Conventions d'achat d'électricité – centrales alimentées au charbon 
- Production d'énergie nucléaire 
- Production d'énergie éolienne 
- Production d'énergie solaire 
- Production d'énergie hydroélectrique 
- Stockage de gaz naturel non réglementé 

Capacité

MW	0-500	500-1 000	1 000+
Installations existantes	●	●	●
En voie d'aménagement	⊙	⊙	⊙



TC - 02 - 13



Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception des CAE de Sheerness et de Sundance A et B, de Cartier énergie éolienne, de Bruce A et B et de Portlands Energy.

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 8 070 MW (y compris les installations en cours d'aménagement)					
Installations énergétiques de l'Ouest Offre d'électricité de 2 636 MW en Alberta et dans l'Ouest des États-Unis					
30 Bear Creek	80	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Grande Prairie (Alberta)	100 %
31 Cancarb	27	Gaz naturel, chaleur résiduelle	Centrale alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant des installations attenantes de noir de carbone thermique (un sous-produit du gaz naturel), qui appartiennent à TCPL	Medicine Hat (Alberta)	100 %
32 Carseland	80	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
33 Coolidge ¹	575	Gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
34 Mackay River	165	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
35 Redwater	40	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
36 CAE de Sheerness	756	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Hanna (Alberta)	100 %
37 CAE de Sundance A	560	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	100 %
37 CAE de Sundance B (propriétaire : ASTC Power Partnership ²)	353 ³	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	50 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 950 MW (y compris les installations en cours d'aménagement)					
38 Bécancour	550	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
39 Cartier énergie éolienne	366 ³	Énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
40 Grandview	90	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint John (Nouveau-Brunswick)	100 %
41 Halton Hills	683	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
42 Portlands Energy	275 ³	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %

	capacité de production (MW)	type de combustible	description	lieu	participation
Bruce Power Capacité de production de 2 484 MW par l'entremise de huit réacteurs					
43 Bruce A	1 462 ³	Énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
43 Bruce B	1 022 ³	Énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 3 755 MW					
44 Kibby	132	Énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
45 Ocean State Power	560	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
46 Ravenswood	2 480	Gaz naturel et mazout	Centrale pouvant être 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	Queens (New York)	100 %
47 TC Hydro	583	Hydro-électricité	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes	Sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield (New Hampshire, Vermont et Massachusetts)	100 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³					
48 CrossAlta	68 Gpi ^{3,4}		Installation souterraine reliée au réseau de l'Alberta	Crossfield (Alberta)	100 %
49 Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de l'Alberta	Edson (Alberta)	100 %
En voie d'aménagement					
50 Napanee	900	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné proposée	Greater Napanee (Ontario)	100 %
51 Énergie solaire en Ontario	86	Énergie solaire	Neuf projets d'énergie solaire de la société Canadian Solar Solutions Inc. Nous nous attendons à acheter les deux premières centrales au début de 2013 et les sept autres, plus tard en 2013 ou en 2014	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %

¹ Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest au Canada.

² Nous détenons une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui a conclu une CAE à l'égard de la totalité de la production de la centrale de Sundance B.

³ Notre quote-part de la capacité de production.

⁴ La capacité indiquée tient compte de l'acquisition d'une capacité de stockage aménagée de 27 Gpi³ en décembre 2012.

RÉSULTATS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	335	483	212
Installations énergétiques de l'Est ²	345	297	212
Bruce Power	14	110	173
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(48)	(43)	(38)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada³	646	847	559
Amortissement ⁴	(152)	(141)	(114)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada³	494	706	445
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
Installations énergétiques du Nord-Est ⁵	257	314	335
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(48)	(41)	(32)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	209	273	303
Amortissement	(121)	(109)	(116)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	88	164	187
Change	-	(4)	7
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	88	160	194
Stockage de gaz naturel			
Installations de stockage en Alberta	77	84	136
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(6)	(8)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel³	67	78	128
Amortissement ⁴	(10)	(12)	(13)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel³	57	66	115
BAIIA et BAII comparable découlant de l'expansion des affaires	(19)	(25)	(32)
BAII comparable du secteur de l'énergie³	620	907	722
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur de l'énergie³	903	1 168	969
Amortissement ⁴	(283)	(261)	(247)
BAII comparable du secteur de l'énergie³	620	907	722

¹ Comprend la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

² Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011 ainsi que Halton Hills depuis septembre 2010.

³ Les résultats tiennent compte de notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, Portlands Energy, Bruce Power et CrossAlta jusqu'au 18 décembre 2012, date à laquelle nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté notre participation à 100 %.

⁴ Exclut l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

⁵ Ces données comprennent la deuxième phase du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 903 millions de dollars en 2012, soit à 265 millions de dollars de moins que le montant inscrit en 2011, un effet net :

- de la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A;
- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne, dans les installations énergétiques de l'Est, et de Coolidge, dans les installations énergétiques de l'Ouest;
- de la baisse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power compte tenu d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation aux fins d'entretien préventif;
- du recul du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, attribuable à la baisse des prix réalisés, à l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge et à l'affaiblissement des débits d'eau dans les installations de TC Hydro.

PERSPECTIVES

Résultat

Selon toute attente, le secteur de l'énergie devrait inscrire un résultat plus élevé en 2013 qu'en 2012, en raison surtout :

- du résultat supplémentaire dégagé des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et d'un nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce A;
- de l'exploitation sur un exercice complet de Gros-Morne, qui est entré en exploitation au quatrième trimestre de 2012;
- de l'accroissement des prix de la capacité de New York à la suite de l'ordonnance rendue par la FERC en septembre 2012 qui influe sur les règles d'établissement des prix pour les nouvelles centrales;
- de l'acquisition de plusieurs actifs d'énergie solaire en Ontario dès le début de 2013;
- de l'acquisition de la participation restante de 40 % dans CrossAlta en décembre 2012;
- de la remise en service de Sundance A à l'automne 2013;
- le tout en partie annulé par l'accroissement du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce B et des coûts liés aux régimes de retraite et au personnel à Bruce A et B.

Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, l'électricité 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. Les fluctuations des prix de l'électricité en Alberta, en Nouvelle-Angleterre et dans la région de New York auront un effet sur le résultat des installations énergétiques en 2013. Les écarts saisonniers (hiver-été) des prix réalisés pour le gaz naturel auront une incidence sur le résultat des installations de stockage de gaz. Le moment de la remise en service des groupes électrogènes de Sundance A risque également d'avoir des répercussions sur le résultat des installations énergétiques de l'Ouest à la fin de 2013.

Le résultat de 2013 pourrait par ailleurs subir l'incidence des conditions météorologiques, des arrêts d'exploitation imprévus, des modifications aux règlements et de la stabilité générale du secteur de l'énergie.

Installations énergétiques de l'Ouest

Les facteurs fondamentaux qui caractérisent le marché albertain de l'électricité sont solides. Une nouvelle capacité de production et de nouveaux projets de transport sont en cours d'aménagement afin de répondre à la croissance considérable de la demande. La consommation s'accroît depuis 2009, à l'instar de la croissance économique depuis la récession. Les perspectives des prix à terme du pétrole appuient les investissements continus dans les sables bitumineux et la mise en valeur connexe devrait consolider la croissance économique continue et l'accroissement de la demande d'électricité. La demande moyenne d'électricité en Alberta s'est appréciée de près de 3 % en 2012 comparativement à 2011. Selon les prévisions de l'Alberta Electric System Operator, la demande continuera de croître à un taux comparable au cours des dix prochaines années, ce qui porte à environ 6 000 MW les besoins en nouvelle production. Nous nous attendons à prendre part à de nouveaux projets de production d'électricité ainsi qu'à d'autres projets d'infrastructure électrique afin de

répondre à la demande d'électricité croissante en Alberta. Malgré la demande grandissante, le prix moyen de l'électricité en 2012, à 64 \$ le MWh, accuse une baisse comparativement à 2011 (77 \$ le MWh). Les prix sur le marché au comptant dépendent de nombreux facteurs, dont les conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande et les prix du gaz naturel. La plupart du temps, l'offre d'électricité est dictée par le rendement des centrales alimentées au charbon et l'énergie éolienne disponible, tandis que la demande d'électricité est étroitement liée aux conditions météorologiques ainsi qu'à des facteurs saisonniers. Les prix du gaz naturel, qui sont passés sous la barre des 2 \$/GJ, ont favorisé l'affaiblissement des prix de l'électricité, particulièrement pendant les périodes hors pointe et les périodes de pointe venteuses. La remise en service des groupes électrogènes de Sundance A vers la fin de 2013, l'ajout d'une ligne de transport d'électricité jusqu'au Montana en 2013 et l'achèvement des travaux de construction d'une grande centrale à cycle combiné d'ici 2015 pourraient avoir des répercussions négatives sur les prix de l'électricité en Alberta à court et à moyen terme.

Installations énergétiques de l'Est

Nos actifs actuels dans le secteur de l'énergie en Ontario sont en grande partie à l'abri des changements touchant les prix du marché de l'électricité compte tenu de contrats signés avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). Selon les prévisions de l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario, la croissance de la demande d'électricité sera linéaire en 2013 parce que les programmes de conservation et la tarification au compteur horaire ont un effet modérateur sur la demande. En Ontario, les dernières centrales électriques alimentées au charbon seront mises hors service d'ici la fin de 2013. D'ici dix ans, les tranches nucléaires vieillissantes de la province exigeront des investissements importants afin d'en prolonger la vie utile ou, faute de quoi, elles seront mises hors service, ce qui pourrait nous offrir des occasions d'aménagement à l'avenir.

Installations énergétiques aux États-Unis

En Nouvelle-Angleterre, la demande moyenne d'électricité a fléchi de 1 % en 2012, en partie à cause des températures hivernales élevées, alors que l'offre nette d'électricité s'est accrue de 240 MW (ajout d'un nouvel approvisionnement d'environ 400 MW et retrait de 160 MW). Alliées à la faiblesse des prix du gaz naturel, ces conditions de l'offre et de la demande se sont traduites par un fléchissement du prix moyen de l'électricité de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre qui est passé de 47 \$ US le MWh en 2011 à 36 \$ US le MWh en 2012. L'ISO de la Nouvelle-Angleterre prévoit une augmentation de la demande d'électricité, de plus ou moins 1 % par année au cours des années à venir, compte tenu d'une modeste progression de l'économie.

La demande moyenne d'électricité pour New York a fléchi de 1 % en 2012, à cause de la situation économique, des températures hivernales élevées et du dérapage de la demande à la suite de la super-tempête Sandy. L'offre d'électricité a également subi une réduction nette de 100 MW (ajout d'un nouvel approvisionnement d'environ 500 MW et retrait de 600 MW). Le contexte de l'offre et de la demande, auquel s'ajoutent les faibles prix du gaz naturel, ont entraîné un recul du prix moyen de l'électricité de l'ISO de New York, qui s'est établi à 39 \$ US le MWh en 2012 pour la ville de New York alors qu'il s'était chiffré à 51 \$ US le MWh en 2011. L'ISO de New York prévoit que la demande d'électricité augmentera de 1 % par année au cours des dix prochaines années, compte tenu d'une progression modeste de la population et de l'économie.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur de l'énergie ont totalisé 24 millions de dollars en 2012 et elles devraient atteindre 130 millions de dollars en 2013. Nous finançons les dépenses en immobilisations au moyen des flux de trésorerie actuels et de notre accès aux marchés financiers. La page 68 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2012, outre la somme de 0,7 milliard de dollars investie dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, dont le redémarrage des réacteurs 1 et 2 et l'arrêt du réacteur 3 aux fins du programme de

prolongement de la durée d'exploitation West Shift Plus, nous avons investi 0,2 milliard de dollars pour l'acquisition de la participation restante de 40 % dans CrossAlta. Nous prévoyons engager en 2013 une somme approximative de 0,3 milliard de dollars pour l'acquisition d'actifs d'énergie solaire en Ontario et des investissements dans Bruce Power.

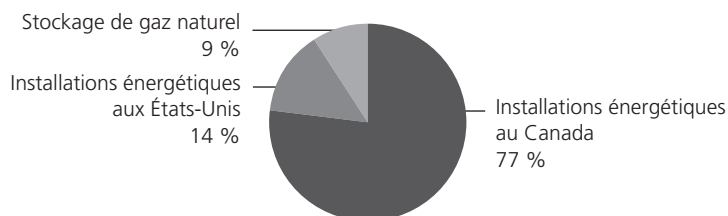
LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

- les installations énergétiques au Canada
- les installations énergétiques aux États-Unis
- le stockage de gaz naturel

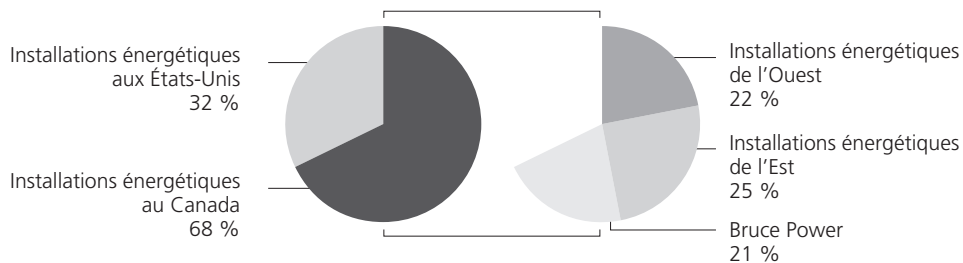
BAIL comparable du secteur de l'énergie – Apport selon le groupe, à l'exclusion des charges d'expansion des affaires

Exercice clos le 31 décembre 2012



Capacité de production – Apport selon le groupe

Exercice clos le 31 décembre 2012



Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons ou possédons des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et en Arizona, 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.

Électricité achetée au moyen de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
CAE de Sheerness	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	ATCO Power et TransAlta Utilities Corporation	2020
CAE de Sundance A	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	TransAlta Utilities Corporation	2017
CAE de Sundance B	Achat d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans (par le truchement de notre participation de 50 % dans ASTC Power Partnership)	TransAlta Utilities Corporation	2020

Électricité vendue au moyen de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Coolidge	Vente d'électricité aux termes d'une CAE de 20 ans	Salt River Project Agricultural Improvement And Power District	2031

Le maintien et l'optimisation des activités d'exploitation de nos centrales, à quoi s'ajoutent diverses activités de commercialisation, permettent de maximiser le résultat des installations énergétiques de l'Ouest.

L'exécution disciplinée de la stratégie opérationnelle est critique à la maximisation de la production et des produits dans nos centrales de cogénération et à la maximisation du résultat de Coolidge, où les produits sont fonction de la capacité disponible et non pas du prix du marché.

La fonction de commercialisation est également essentielle à l'optimisation des rendements et à la gestion des risques au moyen de ventes directes à de moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'à d'autres participants du marché. Le groupe chargé de la commercialisation achète et vend 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 vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de nos actifs. Pour réduire le risque lié aux volumes non visés par des contrats, nous vendons une partie de notre électricité sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables.

Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. Ainsi, nous pouvons nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et nous avons l'occasion d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

Installations énergétiques de l'Est

Nous détenons ou sommes en train d'aménager des installations dont la capacité de production s'élève à environ 3 000 MW dans l'Est du Canada. Toute l'électricité produite par ces actifs est vendue aux termes de contrats. Une discipline d'entretien et d'exploitation des centrales est essentielle au résultat de nos actifs situés dans l'Est du Canada, où le résultat dépend de la capacité disponible et du rendement des centrales.

Actifs en exploitation selon les modalités de contrats à long terme

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Bécancour ¹	CAE de 20 ans Vente de la vapeur produite à un client industriel	Hydro-Québec	2026
Cartier énergie éolienne Grandview	CAE de 20 ans Contrat d'achat ferme de 20 ans visant 100 % de la chaleur et de l'électricité produites	Hydro-Québec Irving Oil	2032 2025
Halton Hills	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	2030
Portlands Energy	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	2029

¹ La production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Actifs en cours d'aménagement

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Énergie solaire en Ontario	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service
Napanee	Contrat d'approvisionnement en énergie propre d'une durée de 20 ans	OEO	20 ans à compter de la date de mise en service

Résultats des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est^{1,2}

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Produits			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	640	822	598
Installations énergétiques de l'Est ²	415	391	243
Autres ³	91	69	83
	1 146	1 282	924
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	68	117	74
Achats de produits de base revendus			
Installations énergétiques de l'Ouest	(281)	(368)	(363)
Autres ⁵	(5)	(9)	(26)
	(286)	(377)	(389)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(218)	(242)	(185)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A ⁶	(30)	-	-
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(48)	(43)	(38)
BAIIA comparable	632	737	386
Amortissement ⁷	(152)	(141)	(114)
BAII comparable	480	596	272

¹ Ces données comprennent la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

² Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011 (Cartier énergie éolienne), ainsi que Halton Hills depuis septembre 2010.

³ Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique.

⁴ Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.

⁵ Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

⁶ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information sur la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A.

⁷ Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Volumes de vente et capacité disponible^{1,2}

Ces données comprennent notre quote-part des volumes découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	2 691	2 606	2 373
Installations énergétiques de l'Est ²	4 384	3 714	2 359
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ³	6 906	7 909	10 785
Autres achats	46	248	314
	14 027	14 477	15 831
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	8 240	8 381	10 096
Installations énergétiques de l'Est ²	4 384	3 714	2 375
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	1 403	2 382	3 360
	14 027	14 477	15 831
Capacité disponible des centrales⁴			
Installations énergétiques de l'Ouest ^{1,5}	96 %	97 %	95 %
Installations énergétiques de l'Est ^{2,6}	90 %	93 %	94 %

¹ Ces données comprennent la centrale de Coolidge depuis mai 2011.

² Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011 (Cartier énergie éolienne), ainsi que Halton Hills depuis septembre 2010. Elles tiennent également compte de notre participation de 50 % dans Portlands Energy.

³ Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui détient des droits sur la totalité des volumes de Sundance B. Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2012 et en 2011.

⁴ La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

⁵ Ces données excluent 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.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 335 millions de dollars en 2012, soit à 148 millions de dollars de moins que le montant inscrit en 2011, en grande partie un effet net :

- de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A;
- de la réduction des volumes d'électricité achetés aux termes de CAE pendant les périodes de faiblesse des prix au comptant;
- du recul de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership en raison de la décision d'arbitrage visant Sundance B;
- du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011;

- du raffermissement des prix réalisés pour l'électricité;
- de la réduction des coûts du combustible.

Au premier trimestre de 2012, nous avons constaté les produits et les coûts liés à la CAE de Sundance A en présumant que les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement conformément aux termes de la CAE. À la suite de la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A rendue en juillet 2012, nous avons inscrit une charge de 30 millions de dollars, soit l'équivalent du bénéfice avant les impôts constaté au premier trimestre. Parce que la centrale est considérée en situation de force majeure, nous ne constaterons aucuns produits ou coûts jusqu'à ce qu'elle soit remise en service. Voir les pages 61 et 62 pour un complément d'information sur les décisions d'arbitrage relatives à la CAE de Sundance A et de Sundance B.

En 2011, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est élevé à 483 millions de dollars et les produits se sont chiffrés à 822 millions de dollars, soit à respectivement 271 millions de dollars et 224 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.

Les achats d'électricité ont reculé en 2012 comparativement à 2011, principalement du fait d'une utilisation moindre de la CAE de Sundance B et de la CAE de Sheerness pendant les périodes de faiblesse des prix sur le marché au comptant et du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation. Le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant a fléchi de 16 % en 2012 comparativement à 2011 pour s'établir à 64 \$ le MWh. Malgré ce fléchissement des prix au comptant, le prix réalisé en 2012 s'est révélé supérieur à celui de 2011 grâce aux activités contractuelles.

Le produit des installations énergétiques de l'Ouest s'est chiffré à 640 millions de dollars en 2012, soit à 182 millions de dollars de moins que le montant inscrit en 2011, un effet net :

- de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A;
- de la réduction des volumes d'électricité achetés aux termes de la CAE pendant les périodes de faiblesse des prix au comptant;
- du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011;
- de la hausse des prix réalisés pour l'électricité découlant des activités contractuelles.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont atteint 281 millions de dollars en 2012, une baisse de 87 millions de dollars comparativement à 2011 en raison de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A et du recul des volumes d'électricité achetés.

Le BAIIA comparable et les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est se sont respectivement chiffrés à 345 millions de dollars et à 415 millions de dollars en 2012, soit à 48 millions de dollars et à 24 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits en 2011. Les hausses proviennent principalement :

- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne (Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne sont entrées en service en novembre 2011 et la deuxième phase de Gros-Morne est entrée en service en novembre 2012);
- de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

En 2011, le BAIIA comparable et les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est se sont respectivement élevés à 297 millions de dollars et à 391 millions de dollars, soit à 85 millions de dollars et à 148 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits en 2010. Les hausses découlent surtout de la mise en service de Halton Hills en septembre 2010, ce qui a suscité un résultat supplémentaire en 2011.

À 68 millions de dollars en 2012, le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation accuse une baisse de 49 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent, baisse qui s'explique essentiellement par :

- le recul des volumes visés par la CAE de Sundance B;

- le fléchissement des prix de l'électricité sur le marché au comptant;
- l'incidence de la décision d'arbitrage visant la CAE de Sundance B.

En 2011, le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation s'est élevé à 117 millions de dollars, une hausse de 43 millions comparativement à 2010, principalement parce que le raffermissement des prix de l'électricité sur le marché au comptant a contribué à la hausse du résultat d'ASTC Power Partnership.

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 218 millions de dollars en 2012, montant inférieur de 24 millions de dollars à celui de 2011. La baisse s'explique essentiellement par le recul des prix du gaz naturel combustible en 2012. En 2011, ces coûts s'étaient élevés à 242 millions de dollars, soit à 57 millions de dollars de plus qu'en 2010, en raison surtout du combustible supplémentaire utilisé à la centrale de Halton Hills.

Comparativement à 2011, l'amortissement s'est accru de 11 millions de dollars pour atteindre 152 millions de dollars en 2012, principalement du fait de l'amortissement supplémentaire pour Cartier énergie éolienne et Coolidge. En 2011, l'amortissement a été de 141 millions de dollars, une appréciation de 27 millions de dollars par rapport à 2010, ce qui s'explique en grande partie par l'amortissement supplémentaire pour Halton Hills et la mise en service de Coolidge.

Environ 85 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats en 2012, comparativement à 78 % en 2011 et à 75 % en 2010. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant de l'Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest ont conclu des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 6 700 GWh d'électricité en 2013 et 4 300 GWh d'électricité en 2014.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, et qui regroupe Bruce A et Bruce B. Bruce A compte quatre réacteurs (1 à 4) d'une capacité combinée d'environ 3 000 MW. Bruce B compte également quatre réacteurs (5 à 8) d'une capacité combinée d'environ 3 200 MW. L'Ontario Power Generation loue les huit réacteurs nucléaires à Bruce B, qui en sous-loue quatre à Bruce A.

Toute la capacité de production de Bruce Power fait l'objet d'un contrat conclu avec l'OEO. Les résultats de Bruce Power varient surtout en raison de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif.

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

Prix fixe de Bruce A	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$
Du 1 ^{er} avril 2010 au 31 mars 2011	64,71 \$

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

Prix plancher de Bruce B	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$
Du 1 ^{er} avril 2010 au 31 mars 2011	48,96 \$

Bruce B doit rembourser les montants reçus conformément au mécanisme de prix plancher lorsque le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Aucun montant constaté dans les produits n'a été remboursé au cours des trois derniers exercices.

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.

Résultats de Bruce Power

Quote-part nous revenant

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2012	2011	2010
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹			
Bruce A	(149)	33	35
Bruce B	163	77	138
	14	110	173
Comprend ce qui suit :			
Produits	763	817	862
Charges d'exploitation	(567)	(565)	(564)
Amortissement et autres	(182)	(142)	(125)
	14	110	173
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²			
Bruce A ³	54 %	90 %	81 %
Bruce B	95 %	88 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	81 %	89 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	336	60	60
Bruce B	46	135	70
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	18	16	64
Bruce B	25	24	34
Volumes des ventes (en GWh) ¹			
Bruce A ³	4 194	5 475	5 026
Bruce B	8 475	7 859	8 184
	12 669	13 334	13 210
Prix de vente réalisés par MWh			
Bruce A	68 \$	66 \$	65 \$
Bruce B ⁴	55 \$	54 \$	58 \$
Prix cumulés de Bruce Power	57 \$	57 \$	60 \$

¹ Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

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

³ La capacité disponible et les volumes de vente en 2012 tiennent compte de l'incidence de la remise en service du réacteur 1 le 22 octobre et du réacteur 2 le 31 octobre.

⁴ Ces données comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et aux règlements de contrat, de même que les volumes et les produits associés à la production réputée.

Le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A a chuté de 182 millions de dollars pour donner lieu à une perte de 149 millions de dollars en 2012, alors qu'un bénéfice de 33 millions de dollars avait été inscrit en 2011. La perte est principalement attribuable à :

- la baisse des volumes et à la hausse des coûts d'exploitation découlant de l'arrêt d'exploitation continu du réacteur 4 pour entretien préventif, qui a débuté le 2 août 2012;
- l'arrêt d'exploitation du réacteur 3 pour entretien préventif dans le cadre du programme West Shift Plus, qui a débuté en novembre 2011 et pris fin en juin 2012.

Le résultat supplémentaire dégagé des réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service respectivement le 22 octobre et le 31 octobre 2012, a toutefois annulé en partie la situation.

Le niveau de production des réacteurs 1 et 2 est réduit depuis leur remise en service. À la fin de novembre 2012, Bruce Power a mis le réacteur 1 hors service pour un entretien préventif d'une durée approximative d'un mois. Bruce Power s'attend à ce que la capacité des réacteurs 1 et 2 s'accroisse avec le temps. Cependant, puisque les réacteurs n'ont pas fonctionné pendant une période prolongée, il est possible qu'ils affichent un taux légèrement plus élevé d'indisponibilité fortuite et une capacité réduite en 2013. La capacité globale disponible de Bruce A devrait se situer à environ 90 % en 2013.

Comparativement à 2011, le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce B a augmenté de 86 millions de dollars pour atteindre 163 millions de dollars en 2012. L'augmentation tient surtout à une hausse des volumes et à une réduction des coûts d'exploitation découlant d'un moins grand nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif, d'une baisse de la charge de location et d'une appréciation des prix réalisés.

Par rapport à 2010, le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power s'est replié de 63 millions de dollars pour s'établir à 110 millions de dollars en 2011. Le repli a pour principales causes la baisse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce B, à la suite du recul 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 diminution des volumes en raison d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation. Le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power en 2010 tenait également compte de l'incidence positive nette d'un paiement versé par Bruce B à Bruce A en 2010 relativement à des modifications apportées en 2009 à des contrats conclus avec l'OEO. L'incidence nette s'est révélée positive parce que nous détenons un pourcentage de participation supérieur dans Bruce A.

La capacité globale disponible des centrales en 2013 devrait se situer à environ 90 % pour Bruce A et à un peu plus de 85 % pour Bruce B. L'arrêt d'exploitation du réacteur 4, qui a débuté le 2 août 2012, devrait se terminer à la fin du premier trimestre de 2013. L'entretien préventif des réacteurs de Bruce B devrait avoir lieu au cours des six premiers mois de 2013.

Installations énergétiques aux États-Unis

Nous possédons une capacité de production d'électricité d'environ 3 800 MW dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre, grâce à des centrales alimentées au gaz naturel, au mazout, à l'énergie hydraulique et à l'énergie éolienne.

Deux activités nous permettent de tirer des produits de ces marchés : l'offre de capacité et la vente d'énergie. Alors que c'est la capacité de fournir de l'électricité qui se négocie sur les marchés de la capacité, qui ont pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable, c'est l'énergie réellement fournie qui est vendue et achetée sur les marchés de l'énergie.

Offre de capacité

Les produits tirés de la capacité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre sont fonction de deux facteurs : les prix de la capacité et la capacité disponible. Il est donc important de maintenir une capacité disponible élevée afin de maximiser les volumes de capacité qui font l'objet d'un paiement.

Les prix de la capacité payés aux fournisseurs de capacité à New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme volontaires et d'une vente aux enchères obligatoire au comptant. Les ventes de capacité à terme sont fondées sur les enchères, tandis que la vente obligatoire au comptant dépend d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO de New York et la FERC. Les paramètres sont déterminés pour chaque zone et ils comprennent les coûts prévus associés à l'entrée sur le marché d'une nouvelle centrale, l'approvisionnement disponible pouvant être utilisé et les fluctuations de la demande prévue. Depuis 2011, nous sommes parties à une instance de réglementation continue portant sur un certain nombre de questions liées à la capacité dans la zone de marché J de New York, où se trouve la centrale de Ravenswood. Pour un complément d'information, consulter la page 63.

Le prix de la capacité en Nouvelle-Angleterre est déterminé au moyen de ventes aux enchères annuelles concurrentielles, lesquelles ont lieu trois ans avant l'année visée par la capacité. Le résultat des ventes aux enchères dépend de la demande d'électricité réelle et prévue, de l'offre d'électricité et d'autres facteurs.

Vente d'énergie

Nos activités sont axées sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros. Dans certains cas, les ventes d'électricité sont groupées à d'autres services énergétiques pour lesquels nous touchons des produits supplémentaires sur les marchés suivants :

- New York, dont l'opérateur est l'ISO de New York;
- Nouvelle-Angleterre, dont l'opérateur est l'ISO de la Nouvelle-Angleterre;
- le secteur de PJM Interconnection (« PJM »), une organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États et du district fédéral de Columbia.

Pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui nous permet de réduire notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2012	2011	2010
Produits			
Installations énergétiques ^{1, 2}	1 189	1 139	1 319
Capacité	234	227	231
Autres ³	51	80	78
	1 474	1 446	1 628
Achats de produits de base revendus	(765)	(618)	(772)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(452)	(514)	(521)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(48)	(41)	(32)
BAIIA comparable¹	209	273	303
Amortissement ¹	(121)	(109)	(116)
BAII comparable¹	88	164	187

¹ Ces données comprennent la deuxième phase du projet éolien de Kibby à compter d'octobre 2010.

² Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques.

³ Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers, dont le niveau d'activité a été réduit en 2012.

Volumes de vente et capacité disponible

exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	7 567	6 880	6 755
Électricité achetée	9 408	6 018	8 899
	16 975	12 898	15 654
Capacité disponible des centrales¹	85 %	87 %	86 %

¹ 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.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est établi à 209 millions de dollars US en 2012, soit à 64 millions de dollars US de moins qu'en 2011, un effet net :

- du recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge;
- de l'affaiblissement des débits d'eau dans les installations de TC Hydro;
- de l'accroissement de la production de la centrale de Ravenswood;
- de la hausse des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

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 physiques d'électricité vendus, en partie annulée 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.

Les volumes des ventes physiques se sont accrus en 2012, comparativement à 2011, en partie du fait de l'accroissement des achats à des fins de vente à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre. La production s'est également accrue, en raison surtout de l'accroissement des volumes à Ravenswood au dernier trimestre de 2012, attribuable à la super-tempête Sandy. Les volumes produits par Ravenswood ont été supérieurs à la normale tant pendant qu'après la tempête, parce que les dommages subis par d'autres centrales électriques et installations de transport d'électricité ont fait reculer l'approvisionnement en électricité dans la région. La hausse des volumes produits a toutefois été en partie annulée par la baisse de la production d'hydroélectricité.

Les produits des ventes d'électricité, à 1 189 millions de dollars US en 2012, ont progressé de 50 millions de dollars US comparativement à 2011. La progression, qui est principalement attribuable la hausse des volumes de vente, a été partiellement contrée par l'effet du recul des prix réalisés pour l'électricité sur les produits.

Les produits tirés de la capacité se sont élevés à 234 millions de dollars US en 2012, soit à 7 millions de dollars US de plus qu'en 2011, en raison d'une augmentation des prix réalisés pour la capacité à New York, atténuée par le repli des prix de la capacité en Nouvelle-Angleterre.

À 765 millions de dollars US en 2012, les achats de produits de base revendus ont bondi de 147 millions de dollars US comparativement à 2011, du fait de l'accroissement des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes d'engagements visant la vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, ainsi que de l'augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge. L'incidence positive qu'a eue l'accroissement des volumes a été en partie contrée par le fléchissement des prix réalisés sur l'électricité achetée.

En 2011, les produits des installations énergétiques et les achats de produits de base revendus se sont chiffrés à respectivement 1 139 millions de dollars et 618 millions de dollars, des replis de 180 millions de dollars et de 154 millions de dollars comparativement à 2010, en grande partie du fait de la réduction des volumes

d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes d'engagements visant la vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 452 millions de dollars US en 2012, un montant inférieur de 62 millions de dollars à celui de l'exercice 2011, principalement à cause du recul des prix du gaz naturel combustible, atténué en partie par l'accroissement de la consommation de gaz à Ravenswood résultant d'une production accrue.

Au 31 décembre 2012, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 2 600 GWh d'électricité, ou 34 % de leur production prévue, pour 2013 et pour quelque 1 000 GWh, ou 13 % de leur production prévue, pour 2014. 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, tandis que les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons ou contrôlons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 156 Gpi³ en Alberta, qui comprend 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 anticipé en 2015. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de notre entreprise de transport de gaz naturel réglementée et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, dont les résultats sont inclus à ceux du secteur des gazoducs.

Capacité de stockage

exercice clos le 31 décembre	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi ³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi ³ /j)
Edson	50	725
CrossAlta ¹	68	550
Stockage d'un tiers	38	630
	156	1 905

¹ Tient compte de l'acquisition de la participation de 40 % détenue par BP, ce qui a accru la capacité de stockage aménagée de gaz naturel de 27 Gpi³ en décembre 2012.

Le secteur du stockage de gaz naturel 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. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel permettent également aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme.

L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. Pour gérer une telle exposition, nous assurons une couverture économique de la 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. Nous vendons une gamme de produits de stockage à court, moyen et long terme à des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés.

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 nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre 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 dans le bénéfice net, compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux termes des contrats. Nous constatons les variations de la juste valeur de ces contrats dans les produits. Nous n'incluons pas les 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 dans le calcul du résultat comparable, parce qu'elles ne sont pas représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 11.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Installations de stockage en Alberta ¹	77	84	136
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(6)	(8)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel	67	78	128
Amortissement	(10)	(12)	(13)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel	57	66	115

¹ Les résultats tiennent compte de notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans CrossAlta jusqu'au 18 décembre 2012, date à laquelle nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation dans ces installations. Voir la rubrique « Faits marquants » à la page 63.

Le BAIIA comparable a été de 67 millions de dollars en 2012, un recul de 11 millions de dollars comparativement à 2011, qui est principalement attribuable au rétrécissement des écarts saisonniers dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel, mais quelque peu contré par la baisse des coûts d'exploitation au cours de l'exercice.

En 2011, le BAIIA comparable s'est chiffré à 78 millions de dollars, soit à 50 millions de dollars de moins qu'en 2010, en raison surtout du resserrement des écarts dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

CAE de Sundance A

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été mis hors service et TransAlta a invoqué un cas de force majeure en janvier 2011. En février 2011, TransAlta nous a informés qu'elle avait établi qu'il n'était pas rentable de réparer les groupes électrogènes 1 et 2, et que la CAE de Sundance A devrait par conséquent être résiliée.

Nous avons contesté les allégations de force majeure et de destruction économique aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévu à la CAE. En juillet 2012, un groupe d'arbitrage a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et il a instruit TransAlta de reconstruire les groupes électrogènes 1 et 2. Le groupe d'arbitrage a de plus limité le cas de force majeure de TransAlta à la période allant du 20 novembre 2011 jusqu'à la date à laquelle les groupes électrogènes pourront être remis en service de manière raisonnable. TransAlta a annoncé que selon ses prévisions, les groupes électrogènes seraient remis en service à l'automne 2013.

Nous avons constaté un bénéfice avant les impôts de 188 millions de dollars depuis le début de l'arrêt d'exploitation en décembre 2010 jusqu'à la fin de mars 2012 car nous estimions que les arrêts d'exploitation représentaient une interruption de l'approvisionnement. Pour nous, la décision du groupe d'arbitrage s'est traduite par la réception d'un versement de 138 millions de dollars de ce montant. Nous avons passé en

charges le solde de 50 millions de dollars dans les résultats du deuxième trimestre de 2012. De ce solde, une somme de 20 millions de dollars avait trait à des montants constatés en 2011.

Nous ne réaliserons pas les produits auxquels nous avons droit aux termes de la CAE de Sundance A jusqu'à ce que les groupes électrogènes soient remis en service. La valeur comptable nette de la CAE de Sundance A constatée dans les actifs incorporels et autres actifs demeure entièrement récupérable.

CAE de Sundance B

Au deuxième trimestre de 2010, l'exploitation du groupe électrogène 3 de Sundance B a été arrêtée de manière imprévue en raison de la défaillance mécanique de certaines composantes du générateur à la suite de quoi TransAlta a invoqué une situation de force majeure. Le titulaire de la CAE de Sundance B, ASTC Power Partnership, a contesté l'allégation aux termes du processus exécutoire de règlement des différends prévu dans la CAE, parce que nous ne croyons pas que le cas de force majeure invoqué réponde à la définition d'un tel cas. Nous avons par conséquent inscrit un résultat découlant de notre participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal.

Dans sa décision rendue en novembre 2012, le groupe d'arbitrage a accordé une exonération partielle à TransAlta pour cas de force majeure. Nous avons ainsi réduit de 11 millions de dollars le résultat découlant de notre participation dans ASTC Power Partnership de manière à refléter le montant qui ne pourra pas être récupéré.

Installations énergétiques de l'Est

Centrale Napanee

En décembre 2012, nous avons signé un contrat avec l'OEO en vue de l'aménagement, de la possession et de l'exploitation d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW sur le site de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans la localité de Greater Napanee, dans l'Est de l'Ontario. La nouvelle centrale remplacera la centrale dont la construction planifiée a par la suite été annulée dans la collectivité d'Oakville, et produira de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO. Une somme de 250 millions de dollars de coûts nous a été remboursée, principalement à l'égard des turbines au gaz naturel qui avaient été achetées pour le projet d'Oakville et qui seront maintenant déployées à Napanee. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars dans la centrale Napanee.

Cartier énergie éolienne

La deuxième phase de 111 MW du parc éolien de Gros-Morne a été mise en service en novembre 2012, ce qui a marqué l'achèvement du projet en cinq phases de 590 MW de Cartier énergie éolienne au Québec. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec au titre de CAE de 20 ans.

Énergie solaire en Ontario

À la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 476 millions de dollars. 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. Nous achèterons chacune des centrales lorsque les travaux de construction et les essais seront terminés et que les activités d'exploitation commerciale auront débuté. Toute l'électricité produite sera vendue selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO en vertu du programme de tarifs de rachats garantis de l'Ontario.

Nous nous attendons à réaliser l'acquisition des deux premières centrales, d'une capacité combinée de 20 MW, au premier semestre de 2013 au coût approximatif total de 125 millions de dollars. Nous prévoyons acquérir les sept autres projets en 2013 et en 2014, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

Bécancour

En juin 2012, Hydro-Québec nous a informés qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger jusqu'en 2013 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. Nous continuons de toucher des paiements de capacité pendant l'interruption de la production.

Bruce Power

En 2012, Bruce Power a achevé la remise en état des réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service respectivement le 22 octobre et le 31 octobre 2012. La remise en service des deux réacteurs a été retardée par un incident survenu en mai 2012 au sein du générateur électrique du réacteur 2, du côté non nucléaire de la centrale. Bruce Power a par conséquent présenté à l'OEO une déclaration de force majeure, acceptée en août, qui fait en sorte que la centrale a continué de toucher le prix contractuel pour l'électricité produite pendant la période de force majeure.

Les réacteurs 1 et 2 produisent à un niveau réduit depuis leur remise en service. À la fin de novembre 2012, Bruce Power a mis le réacteur 1 hors service pendant environ un mois à des fins d'entretien préventif. Bruce Power s'attend à ce que la capacité des réacteurs 1 et 2 s'accroisse avec le temps. Cependant, puisque les réacteurs n'ont pas fonctionné pendant une période prolongée, il est possible qu'ils affichent un taux légèrement plus élevé d'indisponibilité fortuite et une capacité réduite en 2013. La capacité globale disponible de Bruce A devrait se situer à environ 90 % en 2013.

Bruce Power poursuit par ailleurs l'exécution de sa stratégie visant à maximiser la durée utile de ses réacteurs. Le réacteur 3 a été remis en service en juin, après l'exécution du programme de prolongement de la durée d'exploitation West Shift Plus de 300 millions de dollars amorcé en 2011. Le réacteur 4 devrait être remis en service à la fin du premier trimestre de 2013, une fois terminé le programme élargi d'arrêt d'exploitation de ce réacteur, qui a débuté en août 2012. Les investissements devraient permettre aux réacteurs 3 et 4 de produire de l'électricité à faible coût jusqu'en 2021 tout au moins.

Installations énergétiques aux États-Unis

Ravenswood

En 2011, nous avons déposé conjointement deux plaintes officielles auprès de la FERC au sujet de l'application par l'ISO de New York des règles d'atténuation du côté achat, qui ont une incidence sur les critères liés aux soumissions relativement à deux nouvelles centrales entrées en exploitation à l'été 2011 dans la zone de marché J de New York.

En juin 2012, la FERC a répondu à la première des deux plaintes et a fait savoir qu'elle prendrait des mesures pour accroître la transparence et la responsabilité en ce qui concerne les futures décisions relatives au test d'exemption des mesures d'atténuation. Dans une ordonnance rendue en septembre 2012 relativement à la deuxième plainte, la FERC a ordonné à l'ISO de New York de soumettre à un autre test d'exemption les deux nouvelles centrales ainsi qu'un projet de transport d'électricité en cours de construction, au moyen d'une série de paramètres modifiés afin d'obtenir des résultats plus exacts et davantage conformes aux règles et dispositions tarifaires existantes. À l'issue du nouveau test réalisé en novembre 2012, il a été déterminé que l'une des deux centrales s'était vu accorder une exemption par erreur. L'exemption a été révoquée et la centrale est tenue d'offrir sa capacité à un prix plancher, ce qui exerce une pression à la hausse sur les prix aux ventes aux enchères de capacité depuis le mois de décembre. Comme il s'agit d'une ordonnance à caractère prospectif, elle n'aura pas d'incidence sur les prix de la capacité des périodes antérieures.

Stockage de gaz naturel

CrossAlta

En décembre 2012, nous avons acheté de BP la participation restante de 40 % dans les installations de stockage de gaz naturel de Crossfield et de la société de marketing CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. au coût approximatif de 220 millions de dollars. Nous détenons maintenant une participation de 100 % dans

CrossAlta, dont nous assurons l'exploitation en totalité. L'acquisition a permis d'ajouter une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de 27 Gpi³ à notre portefeuille albertain.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 76 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société dans son ensemble est exposée.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

Les prix de l'électricité et du gaz naturel dépendent des fluctuations de l'offre et de la demande, des conditions climatiques et de la conjoncture économique générale. Nos centrales électriques 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 dans la région de 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 les prix de l'électricité sont habituellement 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 et le portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont par conséquent pas exposés 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.

Pour réduire les effets de l'instabilité des prix de l'électricité en Alberta et dans le Nord-Est des États-Unis, nous concluons des contrats de vente à moyen ou à long terme pour une partie de notre approvisionnement lorsque les modalités sont acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par la voie de contrats à plus court terme afin de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos obligations de vente en cas d'arrêts d'exploitation imprévus.

L'approvisionnement invendu est exposé 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 conclut également 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.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont 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 aux États-Unis

Une partie des produits tirés de nos installations énergétiques situées en Nouvelle-Angleterre et une grande partie des produits tirés de Ravenswood sont fonction de paiements de capacité. Les fluctuations des prix de la capacité peuvent avoir une incidence considérable sur ces entreprises, particulièrement à New York. Les prix de la capacité de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme volontaires et d'une vente aux enchères obligatoire au comptant. Les ventes aux enchères de capacité à terme sont fondées sur les enchères, tandis que la vente aux enchères obligatoire au comptant dépend d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel processus est fonction d'un certain nombre de paramètres établis qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO de New York et la FERC. Les paramètres sont déterminés pour chaque zone et ils comprennent les coûts prévus associés à l'entrée sur le marché d'une nouvelle centrale, l'approvisionnement disponible pouvant être utilisé et les fluctuations de la demande prévue. Les paiements de capacité dépendent également de la capacité disponible des centrales, qui fait l'objet d'une discussion ci-après.

Capacité disponible des centrales

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible des installations sont essentiels au succès continu de l'entreprise d'énergie. Les arrêts d'exploitation pour entretien correctif et les arrêts d'exploitation prolongés pour entretien préventif peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien, une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes ainsi qu'une réduction des paiements de capacité et des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison.

Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables.

Dans le cas des installations que nous n'exploitons pas, nos conventions d'achat prévoient une mesure financière si le propriétaire de la centrale ne livre pas la marchandise comme convenu. Les CAE de Sundance et de Sheerness exigent par exemple que les producteurs nous versent des pénalités fondées sur les prix du marché s'ils ne sont pas en mesure de fournir la quantité d'électricité que nous avons convenu d'acheter.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé tant aux États-Unis qu'au Canada. Tous ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, étatiques et provinciaux applicables. 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 de nos centrales. 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 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 l'électricité ou de la capacité, ou des deux. En outre, nos projets d'aménagement 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. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou tout autre événement météorologique est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et la capacité de production.

Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité. Les phénomènes météorologiques peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre.

Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité de nos centrales alimentées au gaz naturel et, par le fait même, la quantité d'électricité produite. Les variations de vitesse du vent peuvent avoir un effet sur le résultat de nos actifs éoliens.

Hydrologie

Nos installations de production hydroélectriques situées dans le Nord-Est des États-Unis sont soumises à des risques liés à l'hydrologie qui peuvent avoir une incidence sur le volume d'eau disponible pour la production d'électricité. Il s'agit de risques, tels que l'évolution des conditions et phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale et la rupture possible de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont.

Coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis

Les programmes de travaux de construction de l'entreprise d'énergie sont soumis à des risques liés aux coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis.

Siège social

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Intérêts débiteurs comparables	997	1 046	754
Intérêts créditeurs et autres comparables	(86)	(60)	(94)
Impôts sur le bénéfice comparables	472	565	387
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	96	107	93

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur)			
Libellés en dollars CA	513	490	514
Libellés en dollars US	740	734	680
Change	-	(7)	20
	1 253	1 217	1 214
Intérêts divers et amortissement	44	131	127
Intérêts capitalisés	(300)	(302)	(587)
Intérêts débiteurs comparables	997	1 046	754

Les intérêts débiteurs comparables en 2012 ont diminué de 49 millions de dollars par rapport à ce qu'ils étaient en 2011. La baisse est principalement attribuable aux intérêts débiteurs moins élevés sur les montants à payer à TransCanada et à l'incidence des remboursements sur la dette de 980 millions de dollars en 2012 et de 1 272 millions de dollars en 2011. Ce recul a été atténué en partie par l'accroissement des intérêts dans le cadre des émissions de titres d'emprunt de 1,0 milliard de dollars US en août 2012, de 500 millions de dollars US en mars 2012 et de 750 millions de dollars en novembre 2011 ainsi que par l'émission de titres d'emprunt de 350 millions de dollars US par TC PipeLines, LP en juin 2011 et l'incidence négative du raffermissement du dollar US sur les intérêts libellés dans cette devise.

En 2011, les intérêts débiteurs comparables se sont accrus de 292 millions de dollars comparativement à 2010, du fait, surtout, de la diminution des intérêts capitalisés après l'entrée en service de Keystone et de Coolidge, en 2011, et de Halton Hills, vers la fin de 2010. Les intérêts comparables sur les titres d'emprunt à long terme libellés en dollars US 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 CA compte tenu de l'arrivée à échéance de certains de ces titres. Les intérêts divers et l'amortissement en 2011 étaient plus élevés qu'en 2010 en raison des intérêts débiteurs plus élevés sur les montants à payer à TransCanada, mais cette hausse a été contrée en partie car ils ont profité de gains, au lieu de pertes, attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels nous avons recours pour gérer le risque lié à la fluctuation des taux d'intérêt.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont progressé de 26 millions de dollars en 2012 comparativement à 2011. La progression a pour cause principale l'augmentation des gains, en 2012, 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 et sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en monnaie étrangère. En 2011, les intérêts créditeurs et autres comparables ont affiché une baisse de 34 millions de dollars par rapport à 2010, baisse qui 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.

Comparativement à 2011, les impôts sur le bénéfice comparables ont reculé de 93 millions de dollars en 2012, en grande partie du fait de la diminution du résultat avant les impôts. En 2011, les impôts sur le bénéfice comparables ont progressé de 178 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent, une progression principalement due à l'appréciation du bénéfice avant les impôts en 2011 et à de plus grands ajustements d'impôts favorables en 2010. En 2011 et en 2010, nous avons constaté des économies d'impôts exigibles avec une provision pour les impôts reportés 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 Cushing de Keystone, respectivement entrés en service en juin 2010 et en février 2011.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a connu une baisse en 2012, en grande partie en raison de la baisse du résultat de Great Lakes.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver de solides ressources et une grande souplesse financières pendant toutes les phases de cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance.

Nous sommes persuadés que nous avons la solidité financière nécessaire pour financer notre programme d'investissement en cours au moyen de nos flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, de notre accès aux marchés financiers, de nos fonds en caisse et de nos facilités de crédit confirmées qui sont substantielles.

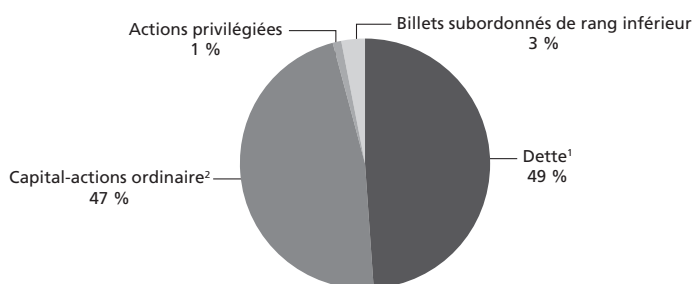
Nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement et nous gérons la structure du capital de manière à assurer la souplesse et à maintenir notre cote de crédit.

Structure du capital

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
Billets à payer	2 275	1 863
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	(985)	(750)
Dette à long terme	18 913	18 659
Billets subordonnés de rang inférieur	994	1 016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(537)	(629)
Dette nette, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	20 660	20 159
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	18 304	17 932
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle	1 036	1 076
Total des capitaux propres	19 340	19 008
	40 000	39 167

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2012



¹ Déduction faite de la trésorerie et des montants à recevoir de TransCanada Corporation, et à l'exclusion des billets subordonnés de rang inférieur.

² Comprend nos participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP et Portland.

Le tableau suivant illustre la manière dont nous avons financé nos activités d'exploitation au cours des trois derniers exercices. Nous continuons de financer notre vaste programme d'investissement dans le cadre des activités d'exploitation et, au besoin, grâce à l'émission de titres sur les marchés financiers. Les dividendes versés sur les actions ordinaires sont inclus dans nos activités de financement.

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 546	3 567	2 817
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 256)	(3 054)	(5 296)
Surplus (insuffisance)	290	513	(2 479)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(367)	(536)	2 253
Sorties nettes	(77)	(23)	(226)

Notre liquidité future continuera de comporter des flux de trésorerie provenant de l'exploitation, des facilités de crédit confirmées et notre capacité d'accéder aux marchés de la dette et des actions. Notre souplesse financière tient en outre à des occasions de gestion du portefeuille, notamment à la vente potentielle d'actifs à TC PipeLines, LP.

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit auxquels nos filiales sont parties restreignent la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Lorsqu'elles sont applicables, de telles restrictions risquent d'avoir une incidence sur notre capacité de déclarer et de verser des dividendes sur nos actions ordinaires et privilégiées. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers. Au 31 décembre 2012, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Fonds provenant de l'exploitation	3 259	3 360	3 109
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	287	207	(292)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	3 546	3 567	2 817

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 11.

Au 31 décembre 2012, notre passif à court terme était supérieur à notre actif à court terme, ce qui a donné lieu à un manque au fonds de roulement d'exploitation de 2,1 milliards de dollars. Ce manque, qui est jugé comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise, est géré au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation;
- de notre accès à environ 4,7 milliards de dollars de facilités de crédit bancaires renouvelables inutilisées;
- de notre accès continu aux marchés financiers.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Dépenses en immobilisations	2 595	2 513	4 376
Autres activités d'investissement	661	541	920

En 2012, nos dépenses en immobilisations ont surtout visé l'expansion du réseau de l'Alberta et la construction du projet de la côte du golfe. Au nombre des autres activités d'investissement en 2012, citons notre participation dans les projets d'investissement visant Bruce Power.

Nous travaillons à l'aménagement de projets de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 12 milliards de dollars en cours. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme donnant lieu à des flux de trésorerie futurs très prévisibles.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011	2010
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 491	1 622	2 371
Remboursements sur la dette à long terme	(980)	(1 272)	(494)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	449	(224)	472
Dividendes et distributions versés	(1 361)	(1 294)	(1 199)
Avances (à) de la société mère, montant net	(235)	(2 090)	116
Activités de financement – capitaux propres	269	2 722	987

Au 31 décembre 2012, nous disposons de facilités inutilisées de 1,25 milliard de dollars et de 2,5 milliards de dollars US respectivement aux termes des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis, lesquelles facilitent l'accès aux marchés nord-américains de la dette. En janvier 2013, nous avons émis des billets de premier rang d'un montant de 750 millions de dollars US, ce qui a ramené à 1,75 milliard de dollars US la capacité inutilisée aux termes de notre prospectus préalable aux États-Unis.

Facilités de crédit

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial, ainsi qu'à des facilités de crédit à vue supplémentaires, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et l'accès à des liquidités supplémentaires.

Au 31 décembre 2012, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 5,3 milliards de dollars, notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
2,0 milliards de dollars	2,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL	Octobre 2017
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit renouvelable confirmée qui appuie un programme de papier commercial en dollars US de TCPL USA aux États-Unis	Octobre 2013
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada Keystone Pipeline, LP	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable qui appuie un programme de papier commercial en dollars US au Canada visant à financer une partie de Keystone	Novembre 2013
300 millions de dollars US	300 millions de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit renouvelable confirmée qui arrivera à échéance au premier trimestre de 2013	Février 2013
1,0 milliard de dollars	373 millions de dollars	TCPL	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2012, nous avons prélevé 627 millions de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	À vue

Au 31 décembre 2012, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à 300 millions de dollars.

Financement par emprunt d'apparentés

Les emprunts d'apparentés représentent les montants à recevoir de TransCanada.

	Encours	Objet	Échéance
Billets à escompte	2,9 milliards de dollars	Billets à escompte émis par TransCanada; affectés à des fins générales	2013
Facilité de crédit	1,2 milliard de dollars	Facilité de crédit renouvelable à vue auprès de TransCanada; affectée à des fins générales	s.o.
Facilité de crédit	0,7 milliard de dollars	Facilité de crédit non garantie de TransCanada; affectée au remboursement de la dette, aux contributions de partenaire pour Bruce A ainsi qu'au fonds de roulement et à des fins générales	2014

Obligations contractuelles

Paiements exigibles (en fonction de l'échéance)

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Moins de				
	Total	1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	2 275	2 275	-	-	-
Dettes à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	19 907	894	2 531	1 769	14 713
Contrats de location-exploitation (versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	747	74	145	155	373
Obligations d'achat	8 126	3 012	2 261	1 131	1 722
Autres passifs à long terme figurant au bilan	381	9	19	21	332
	31 436	6 264	4 956	3 076	17 140

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs créés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Dettes à long terme

À la fin de 2012, la dette à long terme s'élevait à 18,9 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 1,0 milliard de dollars, comparativement à respectivement 18,7 milliards de dollars et 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2011.

Le total des billets à payer était de 2,3 milliards de dollars au 31 décembre 2012 alors qu'il était de 1,9 milliard de dollars à la fin de 2011.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette et assortissons la majorité de nos obligations d'une échéance supérieure à cinq ans, pour une échéance moyenne de 12 ans.

Les remboursements prévus de capital et les paiements d'intérêt liés à la dette à long terme en date du 31 décembre 2012 sont indiqués ci-après.

Remboursements de capital

Paiements exigibles (en fonction de l'échéance)

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Billets à payer	2 275	2 275	-	-	-
Dettes à long terme	18 913	894	2 531	1 769	13 719
Billets subordonnés de rang inférieur	994	-	-	-	994
	22 182	3 169	2 531	1 769	14 713

Paiements d'intérêt

Paiements exigibles (en fonction de l'échéance)

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes à long terme	15 377	1 154	2 125	1 908	10 190
Billets subordonnés de rang inférieur	3 443	63	126	126	3 128
	18 820	1 217	2 251	2 034	13 318

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, des 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 de un an à dix ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, nos engagements sont considérés comme des contrats de location-exploitation. 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. Notre quote-part de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2012 était de 303 millions de dollars (394 millions de dollars en 2011; 363 millions de dollars en 2010).

Nous avons sous-loué à des tiers une partie des CAE selon des modalités semblables à celles de nos contrats.

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Au 31 décembre 2012, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à 0,3 milliard de dollars.

Paiements exigibles (en fonction de l'échéance)

(ne comprend pas les cotisations au régime de retraite)

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs					
Transport par des tiers ¹	531	112	185	157	77
Dépenses en immobilisations ^{2,3}	1 322	797	439	86	-
Autres	10	2	4	4	-
Oléoducs					
Dépenses en immobilisations ^{2,4}	1 732	1 271	461	-	-
Autres	40	4	8	8	20
Énergie					
Achats de produits de base ⁵	2 849	388	738	686	1 037
Dépenses en immobilisations ^{2,6}	62	41	11	10	-
Autres ⁷	1 539	377	395	180	587
Siège social					
Technologie de l'information et autres	41	20	20	-	1
	8 126	3 012	2 261	1 131	1 722

¹ Les taux sont principalement fondés sur les niveaux connus pour 2012. Les taux de demande pourraient changer après 2012. Les obligations d'achat sont fondées 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.

² Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet. Nous prévoyons financer les projets d'investissement au moyen de fonds provenant de l'exploitation, de l'émission de titres d'emprunt et de capitaux subordonnés au besoin, ainsi que par la voie de la gestion de portefeuille.

³ Les dépenses en immobilisations sont principalement liées aux coûts de l'agrandissement du réseau de l'Alberta et d'autres projets de gazoducs.

⁴ Les dépenses en immobilisations ont principalement trait à Keystone XL et au projet de la côte du golfe.

⁵ Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables et font exclusion des instruments dérivés. Les éléments variables sont des estimations qui fluctuent selon la production de la centrale, les prix du marché et les tarifs réglementés.

⁶ Les dépenses en immobilisations ont principalement trait aux travaux préliminaires de construction et aux coûts de conception de Napanee.

⁷ Le poste 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. Il comprend en outre l'obligation d'achat d'énergie solaire en Ontario.

PRINCIPAUX ENGAGEMENTS D'ACHAT

Énergie solaire en Ontario

En décembre 2011, nous avons annoncé 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 476 millions de dollars.

Nous ferons l'acquisition de chacun des projets aux termes de CAE de 20 ans signées avec l'OEO, dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario, une fois que la construction sera terminée, que les essais de réception auront été effectués et que l'exploitation aura débuté. Nous prévoyons acquérir les projets au fur et à mesure entre le premier trimestre de 2013 et la fin de 2014, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

GARANTIES

Bruce Power

Nous avons, ainsi que nos partenaires d'investissement, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), 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. Toutes les garanties relatives à Bruce B s'étendent jusqu'en 2018 sauf une d'une durée illimitée et à laquelle aucun risque n'est lié.

En outre, BPC et nous avons individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à un contrat de sous-location, à une entente conclue avec l'OEO prévoyant le redémarrage des réacteurs de Bruce A et à certaines autres obligations financières. La durée des garanties relatives à Bruce A s'étend jusqu'en 2019.

Au 31 décembre 2012, notre quote-part du risque découlant de ces garanties de Bruce A et de Bruce B était évaluée à 897 millions de dollars. La valeur comptable estimative de ces garanties est de 10 millions de dollars. Notre risque aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, solidairement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités, dans le contexte, principalement, du réacheminement de gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. La durée des garanties varie de 2013 à 2040.

Au 31 décembre 2012, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 43 millions de dollars à un maximum de 89 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties a été estimée à 7 millions de dollars et elle a été incluse dans les autres passifs à long terme. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2013, nous nous attendons à capitaliser les régimes de retraite à prestations déterminées et d'autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite pour environ 71 millions de dollars ainsi que le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées, dans une mesure d'environ 33 millions de dollars. Nous prévoyons en outre fournir à l'un des régimes de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 59 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

En 2012, nous avons capitalisé les régimes de retraite à prestations déterminées et d'autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite pour environ 90 millions de dollars et le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées, dans une mesure d'environ 24 millions de dollars. Nous avons également fourni à l'un des régimes de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 48 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1^{er} janvier 2014. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2012 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts habituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est passé de 68 millions de dollars en 2011 à 99 millions de dollars en 2012, en raison surtout d'une baisse du taux d'actualisation utilisé pour mesurer l'obligation au titre des prestations.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications à la conception des régimes et aux hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications aux règlements et aux lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence importante sur notre situation de trésorerie.

Autres renseignements

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

Les risques généraux auxquels notre société est exposée sont résumés ci-après. Les risques particuliers à chaque secteur d'exploitation sont présentés avec l'exposé sur le secteur.

La gestion des risques fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TCPL et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Nous intégrons l'évaluation des risques à nos processus décisionnels à tous les niveaux.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie du conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques, notamment la mise en place de systèmes de gestion adéquats afin de gérer les risques. Il s'acquitte également au nom du conseil de la surveillance des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers : le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction; le comité des ressources humaines encadre le renouvellement et la rémunération des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération, et le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement veille aux risques relatifs à l'environnement et à la sécurité d'exploitation à l'aide des rapports présentés régulièrement par la direction.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace.

Risques opérationnels

Interruption des activités

Les risques opérationnels, tels que les conflits de travail, les pannes ou défaillances de matériel, les actes de terrorisme et les catastrophes naturelles et autres sinistres, sont susceptibles de réduire les produits, d'accroître les coûts ou d'entraîner des frais juridiques ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Nous nous sommes munis de systèmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises afin d'assurer l'efficacité de notre intervention pour réduire les pertes et les blessures et pour améliorer notre capacité de reprendre nos activités d'exploitation. Nous disposons d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer certains de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles. Les pertes découlant de situations qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les résultats, les flux de trésorerie et la situation financière.

Réputation et relations

Les parties prenantes, telles que les collectivités autochtones, le public, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales, peuvent avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation, nos projets d'aménagement d'infrastructure et notre réputation en général. Le cadre de mobilisation des parties prenantes, que nous avons mis en œuvre à la grandeur de la société, représente notre engagement officiel en matière de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et l'innovation, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux fondés sur l'hypothèse que les nouveaux actifs offriront un rendement des investissements intéressant à l'avenir. Dans le cas de certains contrats, nous partageons le coût de ces risques avec les clients en échange de l'avantage potentiel qu'ils pourront obtenir une fois le projet réalisé. Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.

Cybersécurité

Les menaces à la sécurité (y compris à la cybersécurité) et les perturbations connexes peuvent avoir une incidence négative sur notre entreprise. Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs. Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information critique et des fonctions qui sont liées à l'exploitation et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Coûts de cessation d'exploitation de pipelines

L'Initiative de consultation relative aux questions foncières (« ICQF ») de l'ONÉ exige que toutes les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ mettent de côté des fonds pour financer les futurs coûts liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline.

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 en question, sous réserve de son approbation. L'ONÉ a tenu en octobre 2012 la première audience portant sur la manière d'effectuer les estimations de coûts liés à la cessation d'exploitation de pipeline, plus particulièrement sur la base et sur l'approche à adopter. D'autres audiences à ce sujet sont prévues, et les décisions de l'ONÉ devraient être rendues d'ici juin 2014, ce qui signifie que la perception de fonds en vue de la cessation d'exploitation de pipeline ne pourrait pas commencer avant 2015.

Santé, sécurité et environnement

Notre démarche de gestion de la santé, de la sécurité et de la protection de l'environnement est guidée par notre énoncé d'engagement en matière de santé, sécurité et environnement (« SSE »), qui décrit les principes directeurs relativement à la santé et à la sécurité de nos employés, des entrepreneurs dont nous retenons les services et du grand public, ainsi qu'à notre engagement à l'égard de l'environnement.

Nous nous sommes également engagés à constamment améliorer notre 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. Nous nous efforçons de mener nos activités avec des sociétés et des entrepreneurs qui adhèrent à notre engagement et à notre démarche. Nous avons également mis en place des contrôles environnementaux, notamment sur le plan de la conception physique, des programmes, des marches à suivre et des processus, pour nous aider à gérer les facteurs de risques environnementaux auxquels nous sommes exposés, tels que l'intervention en cas de déversement et de rejet.

La direction assure une surveillance de la performance en SSE et obtient régulièrement de l'information au sujet des questions d'exploitation et des projets par l'entremise de processus réguliers de communication de l'information et de gestion des enjeux.

La sécurité et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement aménagée demeurent 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. Nous prévoyons engager en 2013 environ 402 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines que nous exploitons, ce qui est supérieur de 90 millions de dollars au montant dépensé en 2012 et rend principalement compte de l'accroissement du nombre d'inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux et du remplacement nécessaire d'un plus grand nombre de canalisations en raison de l'empiètement de la population sur les emprises pipelinaires. 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 comme des coûts transférables et, par conséquent, elles n'influent pas sur notre résultat. Selon les contrats visant 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 sur notre résultat. Notre fiche de sécurité pipelinier en 2012 a continué d'être plus reluisante que les fiches de référence de l'industrie. En 2012, nous n'avons enregistré aucune rupture des pipelines dont nous assurons l'exploitation.

Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs de l'entreprise d'énergie sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques et le matériel associé.

Les principaux risques environnementaux que nous encourons ont trait :

- aux émissions atmosphériques et de gaz à effet de serre (« GES »);
- au rejet de produits, notamment de pétrole brut ou de gaz naturel, dans l'environnement (sol, eau et air);
- à l'utilisation, au stockage et à l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- au respect des exigences et politiques d'entreprise et de réglementation.

Respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nos installations 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, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Nos installations doivent obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et se plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou encore la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Nous assurons une surveillance continue de nos installations afin de faire en sorte qu'elles respectent toutes les exigences en matière d'environnement. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part et, lorsque les risques peuvent être importants ou sont incertains, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

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.

Il est impossible d'évaluer le montant ou le moment de toutes nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- les lois et règlements sur l'environnement (ainsi que leur interprétation et leur application) sont susceptibles d'être modifiés;

- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations sont basées sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité dans les cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2012, nous avons inscrit environ 37 millions de dollars relativement à ces obligations (49 millions de dollars à la fin de l'exercice 2011), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour gérer nos responsabilités en matière d'environnement. Selon nous, la société a tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et elle a établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons cette réserve tous les trimestres, afin de tenir compte des variations des passifs.

Risque lié à la réglementation sur les émissions

Nous détenons des actifs dans quatre régions où une réglementation a été adoptée en matière d'émissions industrielles de GES. Nous avons mis en place des marches à suivre pour respecter ces règlements, notamment :

- conformément au règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* de l'Alberta, les installations industrielles produisant des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de base établie. Nos installations du réseau de l'Alberta sont assujetties à ce règlement, tout comme les centrales au charbon de Sundance et de Sheerness, avec lesquelles nous avons conclu des CAE. Pour le réseau de l'Alberta, nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients. Une partie des coûts de conformité pour Sundance et Sheerness 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, nous avons inscrit des coûts estimatifs liés aux émissions de GES de 15 millions de dollars pour 2012;
- en Colombie-Britannique, une taxe en vigueur depuis 2008 s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« CO₂ ») associées à la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux postes de compression et de comptage à même les droits payés par les clients. En 2012, nous avons inscrit des coûts de 5 millions de dollars relativement à la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique. Le coût par tonne de CO₂ est passé de 25 \$ à 30 \$ au début de 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 CO₂ visant les producteurs d'électricité, entré en vigueur en janvier 2009. Le programme s'applique tant à la centrale de Ravenswood qu'à celle d'Ocean State Power. En général, ces coûts sont recouverts sur le marché de l'électricité et n'ont pas d'incidence importante sur nos résultats. En 2012, nous avons inscrit 3 millions de dollars au titre de notre participation aux allocations trimestrielles de quotas dans le cadre de la RGGI;
- au Québec, le distributeur de gaz naturel perçoit la redevance sur les hydrocarbures au nom du gouvernement de la province par l'intermédiaire de charges contributives au fond vert sur le gaz consommé. Le coût associé à la redevance sur les hydrocarbures pour l'installation de Bécancour a été inférieur à 1 million de dollars en 2012.

En septembre 2012, le gouvernement du Canada a mis la dernière main à un règlement sur les GES émis par le secteur des centrales alimentées au charbon. À compter de juillet 2015, les sociétés seront tenues de respecter la nouvelle norme de performance applicable à l'intensité des émissions de CO₂ provenant de groupes nouveaux et existants (qui correspond approximativement aux émissions d'un groupe à cycle combiné alimenté au gaz naturel). Nous ne croyons pas que le règlement pose un risque important ni qu'il ait une

incidence financière considérable sur les installations existantes. Nous croyons plutôt qu'il pourrait présenter de nouvelles occasions d'investissement en production d'électricité.

Plusieurs initiatives fédérales, régionales, étatiques et provinciales sont en cours d'élaboration. Les événements économiques peuvent avoir des répercussions inattendues sur la portée de nouvelles politiques et sur les échéances prévues à cet égard. Nous sommes d'avis que, dans la plupart des cas, nos installations seront visées par les futurs règlements en vue de la gestion des émissions industrielles de GES.

Comme le décrit la rubrique « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons mis en place une série de procédés pour gérer notre intervention en cas de catastrophe naturelle, telle qu'un feu de forêt, une tornade, un tremblement de terre, une inondation, une éruption volcanique et un ouragan, peu importe la cause. Ces procédés, qui ont été intégrés aux procédures d'exploitation de notre système de gestion des incidents, sont conçus pour favoriser la protection de la santé et de la sécurité de nos employés, réduire le risque couru par le public et limiter l'effet qu'un enjeu d'exploitation découlant d'une catastrophe naturelle pourrait avoir sur l'environnement.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur impact sur le résultat, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Elles sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TCPL et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de l'audit interne. La direction veille au respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et évalue la pertinence du cadre de gestion des risques, sous la surveillance du comité d'audit. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit interne qui effectue des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

Nous construisons d'importants projets d'infrastructures ou y investissons, nous achetons et vendons des produits énergétiques de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés 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 notre résultat et sur la valeur des instruments financiers que nous détenons.

Nous avons recours à des contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché, notamment aux instruments dérivés suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix spécifié à une date future. Nous avons recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations 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. Nous concluons des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour gérer 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 précis 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. Nous concluons des contrats d'option pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Nous évaluons les contrats que nous concluons dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats, ou certains aspects de ces contrats, répondent à la définition d'instrument dérivé.

Risque lié au prix des produits de base

Nous utilisons un certain nombre de stratégies pour réduire notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité et du gaz naturel, notamment :

- nous concluons des contrats de vente à prix fixe de durées variables pour une partie de nos 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 notre portefeuille d'actifs;
- nous achetons à l'avance une partie du gaz naturel requis pour alimenter nos centrales électriques ou nous concluons des contrats qui nous permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en nous garantissant une marge par le fait même;
- pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui réduit notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base;
- nous avons recours à des instruments dérivés pour négocier des positions compensatrices ou adossées et ainsi gérer le risque lié au prix des produits de base créé par les différences entre les prix fixes et les prix variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison.

Risque de change et de taux d'intérêt

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités aux États-Unis, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par l'accroissement des intérêts débiteurs libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Nous utilisons des instruments dérivés portant sur les taux de change pour gérer d'autres opérations de taux de change, notamment l'exposition de certains de nos actifs réglementés aux risques de change. Nous reportons certains des gains et pertes réalisés sur ces instruments dérivés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce que nous les recouvrions auprès des expéditeurs ou les payions à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, nous sommes assujettis au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer notre exposition à ce risque, nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Taux de change moyen – Dollar américain contre dollar canadien

2012	1,00
2011	0,99
2010	1,03

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur nos 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. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Voir la page 11 pour un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2012	2011	2010
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	660	761	683
BAll comparable des oléoducs aux États-Unis	363	301	-
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis	88	164	187
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(740)	(734)	(680)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	124	116	290
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(192)	(192)	(164)
	303	416	316

Nous avons 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 notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts. 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)

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012		2011	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2013 à 2019)	82	3 800 \$ US	93	3 850 \$ US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2013)	-	250 \$ US	(4)	725 \$ US
	82	4 050 \$ US	89	4 575 \$ US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net consolidé comprenait en 2012 des gains réalisés nets de 30 millions de dollars (gains de 27 millions de dollars en 2011) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en milliards de dollars)	2012	2011
Valeur comptable	11,1 \$ (11,2 \$ US)	10 \$ (9,8 \$ US)
Juste valeur	14,3 \$ (14,4 \$ US)	12,7 \$ (12,5 \$ US)

Juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US dans des établissements étrangers

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
Autres actifs à court terme	71	79
Actifs incorporels et autres	47	66
Créditeurs	6	15
Montants reportés	30	41

Risque de crédit lié aux contreparties

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties dans les domaines suivants :

- débiteurs;
- placements en portefeuille;
- juste valeur des actifs dérivés;
- billets à recevoir.

Si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités de l'entente intervenue avec nous, nous pourrions essayer une perte financière. Pour gérer ce risque, nous utilisons des techniques de gestion du crédit reconnues, entre autres :

- nous faisons affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou, lorsque cela n'est pas le cas, le risque est généralement en partie couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée;
- nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie – nous surveillons et gérons la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et nous réduisons notre exposition à ce risque lorsque nous le jugeons approprié et que la réduction est permise aux termes de nos contrats;
- nous avons recours à des accords de compensation et obtenons des garanties financières telles des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque nous l'estimons nécessaire.

Il n'y a toutefois aucune certitude que ces mesures nous protégeront contre les pertes importantes.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. À la fin de l'exercice 2012, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit était de 259 millions de dollars (274 millions de dollars en 2011) relativement à une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre liquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur notre liquidité, voir la rubrique « Situation financière » à la page 68.

Actions en justice

Les actions en justice et procédures d'arbitrage font partie intégrante des activités. L'événement le plus important à ce chapitre en 2012 est le cas de force majeure à Sundance A invoqué par TransAlta. Un processus d'arbitrage exécutoire a eu lieu pour régler le différend et une décision a été rendue en juillet 2012. Pour un complément d'information à ce sujet, voir la page 61.

Bien qu'il nous soit impossible 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 notre situation financière consolidée, nos résultats d'exploitation consolidés ou notre liquidité. Nous ne sommes au courant d'aucune possibilité d'action en justice qui aurait des conséquences importantes sur notre situation financière consolidée, nos résultats d'exploitation consolidés ou notre liquidité.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les procédés et les contrôles de communication de l'information, les contrôles internes à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Au 31 décembre 2012, la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information et de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC.

L'évaluation a permis de conclure ce qui suit :

- nos contrôles et procédures de communication de l'information ont l'efficacité voulue pour nous procurer une assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, est compilée et communiquée à la direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, de manière à permettre la prise de décisions en temps opportun concernant la communication de l'information et que cette information est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, au Canada et aux États-Unis;
- nos contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces, parce qu'ils sont fiables et fournissent une assurance raisonnable que la présentation de l'information financière et la préparation des états financiers consolidés aux fins de la publication de l'information financière, sont conformes aux PCGR des États-Unis. La direction a réalisé cette évaluation en fonction de la publication intitulée *Internal control – Integrated framework* du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par la direction, ou sous sa supervision, et auquel participent le conseil d'administration, le comité d'audit, la direction et d'autres membres du personnel.

En 2012, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière. Il convient de souligner que 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 pour la communication de l'information financière.

ATTESTATIONS DU CHEF DE LA DIRECTION ET DU CHEF DES FINANCES

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2012 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 des États-Unis, nous devons 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 montant de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels.

Une synthèse des principales conventions comptables utilisées se trouve à la note 2 des états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Les conventions et les estimations comptables qui suivent exigent que nous ayons recours à des hypothèses importantes pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait ainsi avoir une incidence importante sur les états financiers.

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Selon les PCGR des États-Unis, une société a le droit de recourir à la comptabilité des activités à tarifs réglementés si elle répond aux trois critères suivants :

- les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être établis ou approuvés par un organisme de réglementation;
- 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.

Nous estimons que ces trois critères sont respectés pour chacun des gazoducs réglementés dont les activités 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, qui est fonction de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet de nos produits et droits, peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR des États-Unis. Les actifs réglementaires représentent des coûts qui devraient être récupérés à même les droits perçus auprès des clients au cours d'exercices futurs. Les passifs réglementaires représentent les montants qui devraient être remboursés aux clients par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
Actifs réglementaires		
Actifs réglementaires	1 629	1 684
Autres actifs à court terme	178	178
Passifs réglementaires		
Passifs réglementaires	268	297
Créditeurs	100	139

Amortissement

Au total, la dotation aux amortissements a atteint 1 375 millions de dollars en 2012 (1 328 millions de dollars en 2011; 1 160 millions de dollars en 2010). Chaque secteur a inscrit sa part du montant total.

Nous amortissons les immobilisations corporelles une fois qu'elles sont prêtes pour l'usage auquel elles sont destinées, selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. Nous estimons leur durée de vie utile en fonction d'études d'ingénierie de tiers, de notre propre expérience et des pratiques de l'industrie. Tout changement de durée de vie utile est appliqué prospectivement sur le reste de la durée de vie utile prévue, ce qui entraîne un changement de la dotation aux amortissements au cours d'exercices futurs.

Nous avons recours à divers taux pour calculer l'amortissement des différents actifs de la société.

Type d'actif	Taux annuel d'amortissement
Gazoducs et postes de compression	De 1 % à 6 %
Oléoducs et matériel de pompage	D'environ 2 % à 2,5 %
Postes de comptage et autres immobilisations	Taux divers
Grand équipement et structures des centrales et des installations de stockage de gaz naturel du secteur de l'énergie	De 2 % à 20 %
Autre matériel du secteur de l'énergie	Taux divers
Immobilisations corporelles ayant trait au siège social	De 3 % à 20 %

Gazoducs

Pour le secteur des gazoducs, les taux d'amortissement sont approuvés par les organismes de réglementation, ce qui nous permet de recouvrer les charges d'amortissement en fonction du coût des services. Par conséquent, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations corporelles du secteur des gazoducs n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net, mais elle aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation.

Énergie

Outre l'amortissement de nos actifs énergétiques, nous avons reporté les paiements initiaux pour nos CAE et les avons amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats à l'échéance, soit en 2017 et 2020. Nous avons inclus une dotation aux amortissements des CAE de 52 millions de dollars dans la dotation aux amortissements du secteur de l'énergie de 2010 à 2012.

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

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, pour déterminer s'il y a une perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs d'un actif est inférieur à sa valeur comptable, nous estimons que sa juste valeur est inférieure à sa valeur comptable et nous constatons une perte de valeur.

Écart d'acquisition

Au 31 décembre 2012, nous avons déclaré un écart d'acquisition de 3,5 milliards de dollars (3,5 milliards de dollars en 2011).

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a une perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir une perte de valeur pour un actif. Nous évaluons des facteurs qualitatifs afin de déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait y avoir une perte de valeur pour l'écart d'acquisition et si nous déterminons qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous suivons un processus en deux étapes pour déterminer s'il y a une perte de valeur :

1. nous comparons d'abord la juste valeur de l'unité d'exploitation, écart d'acquisition compris, à sa valeur comptable. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur;
2. nous évaluons ensuite le montant de la perte de valeur. À cette fin, nous calculons la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation : nous déduisons la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur calculée à la première étape de

l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à sa juste valeur implicite, nous constatons une charge au titre de la perte de valeur.

Nous fondons nos évaluations sur nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base et 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 de constater une charge au titre de la perte de valeur. Il existe un risque que des modifications défavorables des principales hypothèses donnent lieu à une dépréciation future au titre du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes. Ces hypothèses pourraient subir l'incidence négative de divers facteurs, notamment des conditions climatiques, des stocks de gaz naturel, de l'issue du règlement du dossier tarifaire attendu en 2013 en vertu de l'article 4 d'une loi sur le gaz naturel et de la décision à l'égard de la proposition de restructuration au Canada. Notre quote-part de l'écart d'acquisition pour Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 266 millions de dollars US au 31 décembre 2012 (266 millions de dollars US en 2011).

Avantages postérieurs au départ à la retraite

Nous offrons des régimes de retraite à prestations déterminées, des régimes de retraite à cotisations déterminées, un régime d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Nous passons en charges nos cotisations à ces régimes au cours de la période où elles ont été faites, sauf en ce qui concerne les régimes de retraite à prestations déterminées. Nous évaluons le coût des prestations liées à ces régimes et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite au moyen de calculs actuariels, selon le nombre d'années de service et les meilleures estimations de la direction relativement au rendement prévu des placements du régime de retraite, à la progression du salaire, à l'âge de départ à la retraite de l'employé et aux coûts prévus des soins de santé. Toute variation de ces évaluations pourrait entraîner une variation des charges et des passifs.

Nous évaluons les actifs des régimes de retraite à prestations déterminées à la juste valeur et calculons le taux de rendement prévu au moyen de valeurs liées au marché, en fonction de la valeur moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes à prestations déterminées, pour chaque régime. Nous amortissons les coûts au titre des services passés sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés et les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes, selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de modification. Les prestations de retraite futures et la capitalisation des régimes de retraite dans l'avenir pourraient dépendre des variations dans le rendement des actifs des régimes, des taux d'actualisation présumés et d'autres facteurs attribuables aux participants à nos régimes de retraite. Nous constatons au bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation des régimes à prestations déterminées en tant qu'actif ou que passif et comptabilisons les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Lorsque les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées (ou de la valeur liée au marché des actifs, selon le plus élevé des deux montants), nous amortissons la différence dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

Pour certaines activités réglementées, nous sommes en mesure de recouvrer certains des montants d'avantages postérieurs au départ à la retraite par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages.

Nous comptabilisons les gains et les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires et les amortissons selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En présence d'une obligation juridique de mettre de côté des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation et qu'il soit possible de les évaluer au prix d'un effort raisonnable, nous constatons dans nos états financiers la juste valeur du passif associé aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Nous ne pouvons déterminer à quel moment aura lieu la mise hors service d'un grand nombre de nos centrales hydroélectriques, de nos oléoducs, gazoducs et installations connexes de transport et de nos installations de stockage de gaz naturel réglementées parce que nous avons l'intention de les exploiter tant et aussi longtemps qu'il existera une offre et une demande. Par conséquent, nous n'avons constaté aucune obligation à leur égard.

Dans les cas où nous constatons un tel passif, nous avons recours aux hypothèses suivantes :

- le moment prévu pour mettre l'actif hors service;
- la portée des activités nécessaires à la cessation d'exploitation et à la remise en état;
- les taux d'inflation et d'actualisation.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI ») sont d'abord constatées lorsque l'obligation existe, puis elles sont désactualisées dans les charges d'exploitation.

Nous continuons d'évaluer nos obligations liées aux coûts futurs de cessation d'exploitation et de surveiller les aménagements qui pourraient avoir une incidence sur les montants constatés.

Pipelines réglementés au Canada

Conformément à l'ICQF de l'ONÉ, toutes les sociétés pipelinières assujetties à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) devront commencer à percevoir et à mettre de côté des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation.

Dans le cadre de l'initiative, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs, notamment que les coûts liés à la cessation d'exploitation sont des coûts engagés de manière légitime relativement à la prestation d'un service pipelinier et qu'ils sont recouvrables auprès des utilisateurs du réseau, sous réserve de son approbation.

L'ONÉ a établi en mai 2009 plusieurs échéances pour les sociétés pipelinières, notamment pour :

- le dépôt d'une estimation des coûts de cessation d'exploitation;
- l'élaboration d'une proposition concernant le prélèvement de ces fonds (au moyen de droits ou d'une autre méthode acceptable);
- l'élaboration d'une proposition concernant le processus envisagé pour mettre de côté les fonds en question.

Nous avons déposé un document présentant les coûts estimatifs de cessation d'exploitation des oléoducs et des gazoducs au Canada en novembre 2011, conformément aux exigences. Selon la directive publiée par l'ONÉ en 2009, nous pourrions commencer à percevoir des fonds par l'entremise de droits liés au coût du service au plus tôt en 2015. Les incidences précises sur les droits feront l'objet d'une demande qui devrait être déposée devant l'ONÉ en mai 2013.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments financiers dérivés et les instruments financiers non dérivés, sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exceptions comptables.

Nous utilisons plutôt la comptabilité de couverture dans le cas des instruments dérivés qui sont admissibles à un tel traitement comptable. Nous constatons trois types de couverture, y compris les couvertures de juste valeur et de flux de trésorerie, en plus des couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. Les variations de la juste valeur sont comptabilisées conformément aux règles comptables applicables, comme l'indique le tableau ci-dessous. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister du fait de leur échéance, de leur expiration, de leur vente, de leur résiliation, de leur annulation ou de leur exercice.

Type de couverture	Traitement comptable des instruments dérivés dans les relations de couverture
Couverture de juste valeur	<p>La valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert. Ces variations sont constatées dans le bénéfice net. Dans la mesure où la relation de couverture est efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé désigné comme couverture, qui sont également constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures de taux de change et de taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs.</p> <p>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 sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.</p>
Couverture de flux de trésorerie	<p>Nous inscrivons initialement la tranche efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé désigné comme couverture dans les autres éléments du résultat étendu et la tranche inefficace dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente.</p> <p>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, selon le cas, 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.</p> <p>Les gains et les pertes sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu ou résilié par anticipation ou lorsqu'il est probable que l'opération prévue ne se produira pas.</p>
Couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger	<p>Nous constatons la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture dans les autres éléments du résultat étendu et la partie inefficace, dans les intérêts créditeurs et autres.</p>

Dans certains cas, les dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture 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, nous pouvons être exposés à une variabilité accrue des résultats d'exploitation présentés puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre. Nous concluons cependant des ententes qui sont jugées être des couvertures économiques efficaces.

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

La constatation des gains et des pertes attribuables aux 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 attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées pour les activités à tarifs réglementés, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts par l'entremise des droits imputés. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés ou recouverts à même les droits exigés au cours des années subséquentes, lorsque le dérivé est réglé.

Justes valeurs

Instruments non dérivés

La valeur comptable de certains instruments financiers, dont la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et d'autres passifs à long terme, se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. La juste valeur des billets à recevoir 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 est évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles.

Instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen de l'approche bénéfiques qui repose sur les taux du marché à la fin de l'exercice et applique un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont utilisés.

Le calcul de la juste valeur des dérivés, des billets à recevoir et de la dette à long terme tient compte du risque de crédit.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012		2011	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	537	537	629	629
Débiteurs et autres ³	1 324	1 373	1 378	1 422
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	985	985	750	750
Actifs disponibles à la vente ³	44	44	23	23
	2 890	2 939	2 780	2 824
Passifs financiers⁴				
Billets à payer	2 275	2 275	1 863	1 863
Créditeurs et montants reportés ⁵	1 535	1 535	1 330	1 330
Intérêts courus	370	370	367	367
Dette à long terme	18 913	24 573	18 659	23 757
Billets subordonnés de rang inférieur	994	1 054	1 016	1 027
	24 087	29 807	23 235	28 344

¹ Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2011) au titre de la dette à long terme qui est attribuable au risque couvert et qui est comptabilisé à la juste valeur. Cette dette, qui est constatée à la juste valeur de façon récurrente, est classée au deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques fondée sur les taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

² La juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers qui ont été constatés au coût après amortissement et pour lesquels la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable est classée au deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur au moyen de l'approche bénéfiques fondée sur les taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

- ³ Au 31 décembre 2012, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2011) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars (41 millions de dollars en 2011) dans les autres actifs à court terme et de 240 millions de dollars (247 millions de dollars en 2011) dans les actifs incorporels et autres actifs.
- ⁴ Le bénéfice net consolidé en 2012 comprenait des pertes de 10 millions de dollars (pertes de 13 millions de dollars en 2011) en raison d'ajustements de la juste valeur résultant du risque de taux d'intérêt couvert associé à la relation de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US au 31 décembre 2012 (350 millions de dollars US en 2011). 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.
- ⁵ Au 31 décembre 2012, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1,5 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2011) dans les créiteurs et de 38 millions de dollars (137 millions de dollars en 2011) dans les autres passifs à long terme.

Remboursements contractuels des passifs financiers non dérivés – Paiements de capital et d'intérêt exigibles par période

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Total	2013	2014 et 2015	2016 et 2017	2018 et par la suite
Billets à payer	2 275	2 275	-	-	-
Dette à long terme	18 913	894	2 531	1 769	13 719
Billets subordonnés de rang inférieur	994	-	-	-	994
	22 182	3 169	2 531	1 769	14 713

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers non dérivés – Paiements de capital et d'intérêt exigibles par période

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Total	2013	2014 et 2015	2016 et 2017	2018 et par la suite
Dette à long terme	15 377	1 154	2 125	1 908	10 190
Billets subordonnés de rang inférieur	3 443	63	126	126	3 128
	18 820	1 217	2 251	2 034	13 318

Sommaire des instruments dérivés pour 2012

Le tableau suivant fait exclusion des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	31 135	83	-	-
Ventes	31 066	65	-	-
En dollars CA	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 408 US	200 US
Swaps de devises	-	-	-	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(30)\$	2 \$	(1)\$	- \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	5 \$	(10)\$	26 \$	- \$
Dates d'échéance	2013 – 2017	2013 – 2016	2013	2013 – 2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	76 \$	- \$	- \$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	- \$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	15 184	1	-	-
Ventes	7 200	-	-	-
En dollars US	-	-	12 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(130)\$	(23)\$	- \$	7 \$
Dates d'échéance	2013 – 2018	2013	2013 – 2014	2013 – 2015

¹ Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les 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 nous sommes exposés.

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 Gpi³.

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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 juste valeur comportant une juste valeur de 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. En 2012, des gains nets réalisés sur les couvertures de juste valeur de 7 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs. En 2012, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de juste valeur.

⁶ En 2012, 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.

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants au 31 décembre 2012. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

Moment prévu du règlement des contrats – Instruments dérivés

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	Total	2013	2014 et 2015	2016 et 2017	2018 et par la suite
Moment prévu du règlement des contrats dérivés					
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	242	141	99	2	-
Passifs	(296)	(175)	(117)	(4)	-
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	204	117	85	2	-
Passifs	(173)	(105)	(55)	(11)	(2)
	(23)	(22)	12	(11)	(2)

Sommaire des instruments financiers dérivés pour 2011

Le tableau suivant fait exclusion des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Juste valeurs ²				
Actifs	185 \$	176 \$	3 \$	22 \$
Passifs	(192)\$	(212)\$	(14)\$	(22)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	21 905	103	-	-
Ventes	21 334	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 ⁴	(2)\$	(50)\$	(4)\$	1 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	42 \$	(74)\$	10 \$	1 \$
Dates d'échéance	2012 – 2016	2012 – 2016	2012	2012 – 2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	16 \$	3 \$	- \$	13 \$
Passifs	(277)\$	(22)\$	(38)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	17 188	8	-	-
Ventes	8 061	-	-	-
En dollars US	-	-	73 US	600 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁴	(165)\$	(17)\$	- \$	(16)\$
Dates d'échéance	2012 – 2017	2012 – 2013	2012 – 2014	2012 – 2015

¹ Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les 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 nous sommes exposés.

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 Gpi³.

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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 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 dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de juste valeur comportant une juste valeur de 13 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. En 2011, des gains nets réalisés sur les couvertures de juste valeur de 7 millions de dollars ont été inclus dans les intérêts débiteurs. En 2011, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de juste valeur.

⁶ 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 produirait pas.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2012	2011
À court terme		
Autres actifs à court terme	259	361
Créditeurs et autres	(283)	(485)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	187	202
Autres passifs à long terme	(186)	(349)

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

Couvertures de flux de trésorerie¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	83	(263)	(21)	(59)	(1)	5	-	(1)
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	147	81	54	100	-	-	18	43
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	7	-	-	-	-	-	-	-

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel

Les dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2012, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 37 millions de dollars (110 millions de dollars en 2011), et nous avons fourni à ce titre des garanties de néant (28 millions de dollars en 2011) dans le cours normal des affaires.

Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2012, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 37 millions de dollars (82 millions de dollars en 2011). Nous disposons 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 passifs financiers qui sont constatés à la juste valeur doivent être classés dans l'une de trois catégories en fonction d'une hiérarchie de la juste valeur.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Premier niveau	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels nous avons accès à la date d'évaluation.
Deuxième niveau	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche bénéfices et les dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.
Troisième niveau	Évaluation des actifs et des passifs de façon récurrente selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont déterminés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où nous exerçons nos activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnement, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord sont fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures, ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel se traduirait par une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

Actifs et passifs financiers déterminés de façon récurrente
Tranches à court terme et à long terme

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau) ¹		Autres données importantes observables (deuxième niveau) ^{1,2}		Données importantes non observables (troisième niveau) ²		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
aux 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)								
Actifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	24	35	-	-	24	35
Contrats de change	-	-	119	142	-	-	119	142
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	213	201	2	-	215	201
Contrats sur produits de base pour le gaz	75	124	13	55	-	-	88	179
Passifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(14)	(23)	-	-	(14)	(23)
Contrats de change	-	-	(76)	(102)	-	-	(76)	(102)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(269)	(454)	(4)	(15)	(273)	(469)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(95)	(208)	(11)	(26)	-	-	(106)	(234)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	44	23	-	-	-	-	44	23
	24	(61)	(1)	(172)	(2)	(15)	21	(248)

¹ Des transferts entre le premier niveau et le deuxième niveau ont lieu lorsque les circonstances du marché changent. Il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau en 2012 ou en 2011.

² Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données d'entrée sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché deviennent disponibles, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau. Il n'y a eu aucun transfert du deuxième niveau au troisième niveau en 2012 ou en 2011.

Variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau

(en millions de dollars, avant les impôts)	Instruments dérivés ^{1,2}
Solde au 31 décembre 2010	(8)
Nouveaux contrats	1
Règlements	2
Transferts du troisième niveau	3
Total des gains (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	(13)
Solde au 31 décembre 2011	(15)
Règlements	(1)
Transferts du troisième niveau	(21)
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	11
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat étendu	24
Solde au 31 décembre 2012	(2)

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

² Au 31 décembre 2012, des gains non réalisés étaient inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés toujours détenus à la date du bilan de 1 million de dollars (néant en 2011).

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 4 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 décembre 2012.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2012

Évaluation à la juste valeur

Le 1^{er} janvier 2012, nous avons suivi la recommandation comptable publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») au sujet des évaluations à la juste valeur. L'adoption de la norme recommandée a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de troisième niveau.

Actifs incorporels – Écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2012, nous avons adopté la recommandation comptable publiée par le FASB au sujet de l'évaluation de l'écart d'acquisition afin de déterminer s'il y a perte de valeur. L'adoption de la norme recommandée a donné lieu à une modification de convention comptable liée à l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur. Nous pouvons désormais 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 nous devons effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes. L'adoption de cette norme et notre évaluation de l'écart d'acquisition en 2012 n'ont pas révélé de perte de valeur. Pour un complément d'information, voir la rubrique « Perte de valeur des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition », à la page 86.

Modifications comptables futures

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. Cette recommandation, qui s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, donne 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 qui sont visés par un accord de compensation cadre exécutoire ou une entente similaire.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

2012	T4	T3	T2	T1
Produits	2 089	2 126	1 847	1 945
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	315	379	282	362
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,43 \$	0,51 \$	0,38 \$	0,49 \$

2011	T4	T3	T2	T1
Produits	2 015	2 043	1 851	1 930
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	372	379	348	404
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,54 \$	0,56 \$	0,52 \$	0,60 \$

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle, selon le secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

Dans le secteur des gazoducs, à l'exception des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions rendues par les organismes de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des oléoducs, les produits et 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.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'énergie;
- des paiements de capacité et des prix de la capacité;
- des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

Facteurs influant sur l'information financière, selon le trimestre

Quatrième trimestre de 2012

- Le BAI inclut des pertes non réalisées nettes de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Troisième trimestre de 2012

- Le BAI inclut des gains non réalisés nets de 31 millions de dollars avant les impôts (20 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Deuxième trimestre de 2012

- Le BAI inclut une charge de 50 millions de dollars avant les impôts (37 millions de dollars après les impôts) suivant la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A ainsi que des pertes non réalisées nettes de 14 millions de dollars avant les impôts (13 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Premier trimestre de 2012

- Le BAI inclut des pertes non réalisées nettes de 22 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Quatrième trimestre de 2011

- Le BAI inclut des gains non réalisés nets de 11 millions de dollars après les impôts (13 millions de dollars avant les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Troisième trimestre de 2011

- Le BAI inclut des pertes non réalisées nettes de 43 millions de dollars avant les impôts (30 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Deuxième trimestre de 2011

- Le BAI inclut des pertes non réalisées nettes de 3 millions de dollars avant les impôts (2 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Premier trimestre de 2011

- Le BAI inclut des pertes non réalisées nettes de 19 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Le BAI 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 BAI du réseau d'oléoducs Keystone en février 2011.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2012

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars)	2012	2011
BAIIA comparable	1 052	1 120
Amortissement	(343)	(341)
BAll comparable	709	779
Autres postes de l'état des résultats		
Intérêts débiteurs comparables	(252)	(276)
Intérêts créditeurs et autres comparables	20	8
Impôts sur le bénéfice comparables	(122)	(117)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(23)	(28)
Dividendes sur les actions privilégiées	(5)	(5)
Résultat comparable	327	361
Poste particulier (déduction faite des impôts)		
Activités de gestion des risques ¹	(12)	11
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	315	372
Intérêts débiteurs comparables	(252)	(276)
Poste particulier		
Activités de gestion des risques	-	-
Intérêts débiteurs	(252)	(276)
Intérêts créditeurs et autres comparables	20	8
Poste particulier		
Activités de gestion des risques ¹	(5)	35
Intérêts créditeurs et autres	15	43
Impôts sur le bénéfice comparables	(122)	(117)
Poste particulier		
Activités de gestion des risques ¹	5	(2)
Charge d'impôts	(117)	(119)

¹ Trimestres clos les 31 décembre

(non audité) (en millions de dollars)	2012	2011
Gains (pertes) lié(s) aux activités de gestion des risques		
Installations énergétiques au Canada	(6)	-
Installations énergétiques aux États-Unis	(5)	(33)
Stockage de gaz naturel	(1)	11
Taux d'intérêt	-	-
Change	(5)	35
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	5	(2)
Activités de gestion des risques	(12)	11

BAIIA et BAII selon le secteur d'exploitation

Trimestre clos le 31 décembre 2012 (non audité) (en millions de dollars)					
	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	690	172	222	(32)	1 052
Amortissement	(236)	(36)	(68)	(3)	(343)
BAII comparable	454	136	154	(35)	709

Trimestre clos le 31 décembre 2011 (non audité) (en millions de dollars)					
	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	716	179	254	(29)	1 120
Amortissement	(235)	(35)	(67)	(4)	(341)
BAII comparable	481	144	187	(33)	779

Points saillants, selon le poste

Résultat comparable

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2012 s'est établi à 327 millions de dollars comparativement au chiffre de 361 millions de dollars inscrit en 2011. Il exclut les pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) (gains de 11 millions de dollars après les impôts (13 millions de dollars avant les impôts) en 2011) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est replié de 34 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, comparativement à la période correspondante de 2011, et il tenait compte de ce qui suit :

- la diminution du bénéfice net des gazoducs au Canada principalement en raison du résultat inférieur du réseau principal au Canada qui excluait les revenus incitatifs et tenait compte de la base tarifaire réduite;
- la baisse du BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale, qui tient compte principalement du recul des produits générés par Great Lakes, attribuable à la capacité non visée par des contrats et à la réduction des tarifs, ainsi que de la diminution des produits et de la hausse des coûts d'ANR;
- le recul du BAII comparable du secteur des oléoducs compte tenu de l'intensification des activités d'expansion des affaires et des coûts associés;
- la diminution du BAII comparable du secteur de l'énergie, qui découle de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A et le recul de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership en raison de l'incidence défavorable de la décision d'arbitrage visant Sundance B. Les reculs sont en partie contrés par l'apport supérieur des installations énergétiques de l'Est provenant du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne et des installations énergétiques aux États-Unis en raison de l'accroissement des volumes produits et des prix réalisés pour l'électricité et la capacité de New York;
- l'accroissement des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des gains réalisés supérieurs en 2012, comparativement à des pertes réalisées en 2011 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 315 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, comparativement à 372 millions de dollars pour la période correspondante de 2011.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 454 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, comparativement à 481 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Le repli s'explique

surtout par la baisse du résultat du réseau principal au Canada, qui excluait les revenus incitatifs et tenait compte d'une base tarifaire réduite, et par l'apport moindre de Great Lakes et d'ANR, en parti annulé par le résultat supérieur du réseau de l'Alberta.

Pour ce qui est des activités d'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, le BAIIA comparable a été de 4 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, comparativement à 15 millions de dollars à la période correspondante de 2011. La diminution tient surtout à la réduction des activités liées au projet de gazoduc de l'Alaska.

Gazoducs au Canada

À 47 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 13 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit à la période correspondante de 2011, qui tenait compte de revenus incitatifs touchés aux termes d'accords incitatifs prévus au règlement tarifaire quinquennal échu le 31 décembre 2011. Faute d'une décision de l'ONÉ relativement aux droits exigibles pour 2012 et 2013, les résultats trimestriels du réseau principal au Canada ont été comptabilisés au moyen du dernier RCA approuvé, soit 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, et ils excluent les revenus incitatifs. La régression du bénéfice net du réseau principal au Canada au quatrième trimestre de 2012 reflète en outre le recul de la base tarifaire moyenne par rapport à l'exercice précédent.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta a été de 55 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, une appréciation de 4 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011. Cette appréciation provient de l'accroissement de la base tarifaire moyenne et est partiellement annulée par la baisse des revenus incitatifs.

Le BAIIA comparable du réseau principal au Canada est passé de 262 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011 à 250 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, soit une diminution de 12 millions de dollars. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 195 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 185 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Le BAIIA du réseau principal au Canada et le BAIIA du réseau de l'Alberta tiennent compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés et qui, par conséquent, n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net.

Gazoducs aux États-Unis

Au quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 63 millions de dollars US. Il s'agit d'un repli de 10 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2011, qui s'explique essentiellement par la baisse des produits tirés du transport et la hausse des coûts.

À 11 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable de Great Lakes accuse un repli de 9 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2011. Le repli est principalement attribuable à la baisse des produits tirés du transport en raison de la capacité non visée par des contrats et de la diminution des droits comparativement à la période correspondante de 2011.

Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, la perte au titre du BAIIA comparable a déchu de 11 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2012, comparativement à la période correspondante de 2011. Le recul des coûts d'expansion des affaires tient surtout à la réduction des activités liées au projet de gazoduc de l'Alaska en 2012.

Oléoducs

Le BAII comparable du secteur des oléoducs s'est chiffré à 136 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 144 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011. La baisse tient compte avant tout de l'intensification des activités d'expansion des affaires et des coûts afférents. À 180 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone est similaire au montant inscrit pour la période correspondante de 2011.

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 154 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, comparativement à 187 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011. Le repli découle de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A et de la baisse de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership en raison de l'incidence défavorable de la décision d'arbitrage visant la CAE de Sundance B. Les reculs sont en partie contrés par l'apport supérieur des installations énergétiques de l'Est provenant du résultat supplémentaire dégagé des actifs récemment entrés en service à Cartier énergie éolienne et des installations énergétiques aux États-Unis en raison de l'accroissement des volumes produits et des prix réalisés pour l'électricité et la capacité de New York.

Au quatrième trimestre de 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 84 millions de dollars, soit à 58 millions de dollars de moins qu'à la période correspondante de 2011. Le recul découle avant tout de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A et de la baisse de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership en raison de l'incidence négative de la décision d'arbitrage visant la CAE de Sundance B.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont reculé de 61 millions de dollars pour s'établir à 158 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. Le recul s'explique surtout par la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A.

Au quatrième trimestre de 2012, à 94 millions de dollars, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a progressé de 12 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011. La progression provient surtout des produits supplémentaires générés par Cartier énergie éolienne, soit par les phases un et deux de Gros-Morne, dont la mise en service a eu lieu respectivement en novembre 2011 et novembre 2012, et par le parc de Montagne-Sèche, mis en service en novembre 2011, mais elle a été atténuée en partie par la baisse des produits contractuels de Bécancour.

La perte que nous essayons à l'égard de Bruce A a bondi de 39 millions de dollars pour atteindre 54 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. Le bond est principalement attribuable à la baisse des volumes et à l'augmentation des coûts d'exploitation découlant du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation. Il a été en partie contré par les volumes et les produits supplémentaires tirés des réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service respectivement le 22 octobre et le 31 octobre.

Notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce B s'est apprécié de 32 millions de dollars comparativement au quatrième trimestre de 2011, pour atteindre 46 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012. L'appréciation tient surtout à la hausse des volumes et à la baisse des coûts d'exploitation puisque le nombre de jours d'arrêt d'exploitation a été moins élevé et à la diminution de la charge de location. Certaines dispositions du contrat de location conclu par Bruce B avec l'Ontario Power Generation prévoient une réduction de la charge annuelle de location si le prix moyen annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situe en deçà de 30 \$ le MWh, comme cela a été le cas en 2012.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 48 millions de dollars US pour le quatrième trimestre de 2012 comparativement à 32 millions de dollars US pour le quatrième trimestre de 2011. L'augmentation, qui est principalement attribuable à la hausse des volumes produits et des prix réalisés pour l'électricité et la capacité de New York, a été annulée en partie par la baisse des produits des centrales hydroélectriques aux États-Unis en raison de l'affaiblissement des débits d'eau et par le fléchissement des prix de la capacité et la montée des coûts d'approvisionnement de la charge en Nouvelle-Angleterre.

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 20 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012, ce qui est comparable au montant inscrit pour la période correspondante de 2011.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	Baril par jour
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Gpi ³ /j	Milliard de pieds cubes par jour
GWh	Gigawattheure
Mpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
centrale de cogénération	Installation qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
fracturation hydraulique	Méthode d'extraction du gaz naturel des gisements de gaz de schiste.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
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 de 13 États et du district fédéral de Columbia
Proposition de restructuration au Canada	Demande visant la modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada ainsi que l'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013
SSE	Santé, sécurité et environnement

Termes comptables

BAIL	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAlIA	Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement
CATR	Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR des États-Unis	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PFUPC	Provision pour les fonds utilisés pendant la construction
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AIE	Agence internationale de l'énergie
APG	Aboriginal Pipeline Group
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia (commission de réglementation de l'énergie du Mexique)
DQEN	Département de la qualité de l'environnement du Nebraska (États-Unis)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant aux États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
PGM	Projet gazier Mackenzie
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (Nord-Est des États-Unis)
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis

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 des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») 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 2012 et 2011 et met en évidence les changements importants survenus entre 2011 et 2010, 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* 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 2012 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 des États-Unis. 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 11 février 2013



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

Rapport des auditeurs indépendants du cabinet d'experts-comptables inscrit

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 au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011, 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 2012, 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 des États-Unis, 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. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons 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, mais non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne d'une entité. 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 au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011, 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 2012 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

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

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 11 février 2013

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Produits			
Gazoducs	4 264	4 244	4 122
Oléoducs	1 039	827	–
Énergie	2 704	2 768	2 730
	8 007	7 839	6 852
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	257	415	453
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	2 577	2 358	2 069
Achats de produits de base revendus	1 049	991	1 178
Impôts fonciers	434	410	365
Amortissement	1 375	1 328	1 160
Provision pour évaluation du PGM (note 10)	–	–	146
	5 435	5 087	4 918
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 14)	997	1 044	754
Intérêts créditeurs et autres	(85)	(55)	(94)
	912	989	660
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 917	2 178	1 727
Charge (recouvrement) d'impôts (note 15)			
Exigibles	185	194	(140)
Reportés	276	352	512
	461	546	372
Bénéfice net	1 456	1 632	1 355
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 17)	96	107	93
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 360	1 525	1 262
Dividendes sur les actions privilégiées (note 19)	22	22	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 338	1 503	1 240

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

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Bénéfice net	1 456	1 632	1 355
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ¹	(129)	137	(223)
Variation de la juste valeur des couvertures des investissements nets ²	44	(73)	89
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie ³	48	(212)	(169)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie ⁴	138	147	53
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite ⁵	(73)	(89)	(12)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite ⁶	22	10	5
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁷	(70)	(91)	(151)
Autres éléments du résultat étendu	(20)	(171)	(408)
Résultat étendu	1 436	1 461	947
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	75	142	56
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 361	1 319	891
Dividendes sur les actions privilégiées	22	22	22
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 339	1 297	869

¹ Déduction faite d'une charge d'impôts de 32 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 29 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 65 millions de dollars en 2010).

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 15 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010).

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de 13 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 106 millions de dollars en 2011; recouvrement d'impôts de 82 millions de dollars en 2010).

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 81 millions de dollars en 2012 (charge d'impôts de 77 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 28 millions de dollars en 2010).

⁵ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 31 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars en 2011; recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars en 2010).

⁶ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant en 2012 (charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2010).

⁷ Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite, au reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie, contrebalancés par la variation des gains et des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 23 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars en 2011; recouvrement d'impôts de 69 millions de dollars en 2010).

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

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 456	1 632	1 355
Amortissement	1 375	1 328	1 160
Impôts reportés (note 15)	276	352	512
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(257)	(415)	(453)
Bénéfice distribué provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	376	393	446
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure (supérieure) aux charges (note 20)	9	(2)	(50)
Provision pour évaluation du PGM (note 10)	–	–	146
Autres	24	72	(7)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 22)	287	207	(292)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 546	3 567	2 817
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(2 595)	(2 513)	(4 376)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(652)	(633)	(597)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 23)	(214)	–	–
Montants reportés et autres	205	92	(323)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(3 256)	(3 054)	(5 296)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 18 et 19)	(1 248)	(1 185)	(1 109)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(113)	(109)	(90)
Avances (à) de la société mère, montant net	(235)	(2 090)	116
Billets à payer émis (remboursés), montant net	449	(224)	472
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 491	1 622	2 371
Remboursements sur la dette à long terme	(980)	(1 272)	(494)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	269	2 401	987
Parts de société en nom collectif émises, déduction faite des frais d'émission (note 23)	–	321	–
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(367)	(536)	2 253
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(15)	4	(7)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(92)	(19)	(233)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	629	648	881
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	537	629	648

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	537	629
Débiteurs	1 089	1 113
Montants à recevoir de TransCanada (note 25)	985	750
Stocks	224	248
Autres (note 5)	992	1 104
	3 827	3 844
Immobilisations corporelles (note 6)	33 713	32 467
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	5 366	5 077
Écart d'acquisition (note 7)	3 458	3 534
Actifs réglementaires (note 8)	1 629	1 684
Actifs incorporels et autres actifs (note 10)	1 342	1 460
	49 335	48 066
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 11)	2 275	1 863
Créditeurs et autres (note 12)	2 340	2 336
Intérêts courus	370	367
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 14)	894	935
	5 879	5 501
Passifs réglementaires (note 8)	268	297
Autres passifs à long terme (note 13)	882	929
Passifs d'impôts reportés (note 15)	3 953	3 591
Dette à long terme (note 14)	18 019	17 724
Billets subordonnés de rang inférieur (note 16)	994	1 016
	29 995	29 058
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 18)	14 306	14 037
Émises et en circulation : 31 décembre 2012 – 738 millions d'actions 31 décembre 2011 – 732 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 19)	389	389
Surplus d'apport	400	394
Bénéfices non répartis	4 657	4 561
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 448)	(1 449)
Participations assurant le contrôle	18 304	17 932
Participations sans contrôle (note 17)	1 036	1 076
	19 340	19 008
	49 335	48 066

Engagements, éventualités et garanties (note 24)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 26)

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

État consolidé du cumul des autres éléments du résultat étendu

(en millions de dollars canadiens)	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	(592)	(40)	(240)	(872)
Gains et pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ¹	(180)	–	–	(180)
Variation de la juste valeur des couvertures des investissements nets ²	89	–	–	89
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie ³	–	(165)	–	(165)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie ^{4,5}	–	43	–	43
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite ⁶	–	–	(12)	(12)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite ⁷	–	–	5	5
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁸	–	(32)	(119)	(151)
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(366)	(1 243)
Gains et pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ¹	113	–	–	113
Variation de la juste valeur des couvertures des investissements nets ²	(73)	–	–	(73)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie ³	–	(213)	–	(213)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie ^{4,5}	–	137	–	137
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite ⁶	–	–	(89)	(89)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite ⁷	–	–	10	10
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁸	–	(11)	(80)	(91)
Solde au 31 décembre 2011	(643)	(281)	(525)	(1 449)
Gains et pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers¹	(108)	–	–	(108)
Variation de la juste valeur des couvertures des investissements nets²	44	–	–	44
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie³	–	48	–	48
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie^{4,5}	–	138	–	138
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite⁶	–	–	(73)	(73)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite⁷	–	–	22	22
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation⁸	–	(15)	(55)	(70)
Solde au 31 décembre 2012	(707)	(110)	(631)	(1 448)

¹ Déduction faite d'une charge d'impôts de 32 millions de dollars et de pertes liées aux participations sans contrôle de 21 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 29 millions de dollars, gain de 24 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 65 millions de dollars, perte de 43 millions de dollars en 2010).

² Déduction faite d'une charge d'impôts de 15 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 37 millions de dollars en 2010).

³ Déduction faite d'une charge d'impôts de 13 millions de dollars et de gains liés aux participations sans contrôle de néant en 2012 (recouvrement d'impôts de 106 millions de dollars, gain de 1 million de dollars en 2011; recouvrement d'impôts de 82 millions de dollars, perte de 4 millions de dollars en 2010).

⁴ Déduction faite d'une charge d'impôts de 81 millions de dollars et de gains liés aux participations sans contrôle de néant en 2012 (charge d'impôts de 77 millions de dollars, gain de 10 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 28 millions de dollars, gain de 10 millions de dollars en 2010).

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 au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 41 millions de dollars (24 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.

⁶ Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 31 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars en 2011; recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars en 2010).

⁷ Déduction faite d'une charge d'impôts de néant en 2012 (charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2011; charge d'impôts de 3 millions de dollars en 2010).

⁸ Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite, au reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie, contrebalancés par la variation des gains et des pertes sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 23 millions de dollars en 2012 (recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars en 2011; recouvrement d'impôts de 69 millions de dollars en 2010).

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

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	14 037	11 636	10 649
Produit de l'émission d'actions (note 18)	269	2 401	987
Solde à la fin de l'exercice	14 306	14 037	11 636
Actions privilégiées			
Solde au début et à la fin de l'exercice	389	389	389
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	394	359	353
Autres	6	5	6
Gain de dilution découlant des parts émises de TC PipeLines, LP (note 23)	–	30	–
Solde à la fin de l'exercice	400	394	359
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	4 561	4 236	4 103
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 360	1 525	1 262
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 242)	(1 178)	(1 107)
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Solde à la fin de l'exercice	4 657	4 561	4 236
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 449)	(1 243)	(872)
Autres éléments du résultat étendu	1	(206)	(371)
Solde à la fin de l'exercice	(1 448)	(1 449)	(1 243)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	18 304	17 932	15 377
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 076	768	785
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	91	101	87
Portland	5	6	6
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(21)	35	(37)
Vente de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	–	321	–
Diminution de la participation de TCPL	–	(50)	–
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(113)	(109)	(90)
Change et autres	(2)	4	17
Solde à la fin de l'exercice	1 036	1 076	768
Total des capitaux propres	19 340	19 008	16 145

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

Notes afférentes aux états financiers consolidés

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 des 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 qui comprend 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 assurant 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 directe 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 directe 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 Pacífico »), ainsi que dans une société de commercialisation du gaz naturel industriel établie à Concepción (« INNERGY »).

TCPL a entrepris la construction des gazoducs suivants :

- un prolongement du pipeline Tamazunchale pour prolonger le réseau de gazoducs de Tamazunchale, San Luis Potosi à El Sauz, Queretaro;
- un réseau de gazoducs qui transportera du gaz naturel de Chihuahua à Topolobampo, au Mexique (« Topolobampo »);
- un réseau de gazoducs qui transportera du gaz naturel d'El Oro à Mazatlan, au Mexique (« Mazatlan »).

TCPL a entrepris la conception des réseaux de gazoducs suivants :

- le projet Coastal GasLink prévoit deux réseaux de gazoducs qui transporteront du gaz naturel de la région productrice de gaz de Montney près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à une installation d'exportation de gaz naturel liquéfié située près de Kitimat, en Colombie-Britannique;
- le projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert qui prévoit un pipeline qui assurera la livraison de gaz naturel depuis la région de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation proposée de GNL de la région du Nord-Ouest du Pacifique, à Port Edward non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.

Oléoducs

Le secteur des oléoducs consiste en un réseau d'oléoducs détenu en propriété exclusive qui relie les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta aux marchés du raffinage américains en Illinois et en Oklahoma (« réseau d'oléoducs Keystone »).

TCPL a entrepris la construction des infrastructures d'oléoducs suivantes :

- un nouvel oléoduc afin de relier le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique (« projet de la côte du golfe »);
- les installations de réception dans le cadre du projet Marketlink de Cushing qui serviront au transport de pétrole brut du bassin permien, situé dans l'ouest du Texas, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique par le truchement d'installations qui font partie du projet de la côte du golfe;
- un nouveau terminal de pétrole brut à Hardisty, en Alberta (« projet de terminal Hardisty de Keystone »), qui fournira aux producteurs de l'Ouest canadien de nouveaux réservoirs de stockage et de nouvelles infrastructures pipelinières ainsi qu'un accès au réseau d'oléoducs Keystone.

TCPL a entrepris l'aménagement des infrastructures d'oléoducs suivantes :

- un nouveau pipeline de pétrole brut de 1 897 km (1 179 milles) depuis Hardisty, en Alberta jusqu'à Steele City, au Nebraska (« Keystone XL »), sous réserve de l'obtention de l'approbation au titre de la réglementation;
- le projet Marketlink de Bakken transportera du pétrole brut du bassin Williston, dans le Dakota du Nord, et au Montana jusqu'à Cushing, en Oklahoma, par le truchement d'installations faisant partie de Keystone XL;
- le projet pipelinier Northern Courier, un pipeline de 90 km (54 milles) qui assurera un service depuis la mine de Fort Hills jusqu'à l'usine de valorisation Voyageur située au nord de Fort McMurray, en Alberta; la société a été choisie par Fort Hills Energy Limited Partnership pour concevoir, construire, détenir et exploiter le pipeline proposé;
- le pipeline Grand Rapids, dans le nord de l'Alberta, qui prévoit une canalisation de pétrole brut et une autre de diluant pour transporter des volumes sur environ 500 km (300 milles) entre la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray et la région d'Edmonton/Heartland; la société a conclu une entente de coentreprise, avec Phoenix Energy Holdings Limited pour l'aménagement du pipeline.

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 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 48,9 % 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 »);
- une participation de 50 % dans une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel à Toronto, en Ontario (« Portlands Energy »).

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

- une participation de 100 % dans la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta, dont la capacité de projection est de 756 mégawatts (« MW »);
- une participation de 100 % dans la centrale électrique de Sundance A à proximité de Wabamun, en Alberta, dont la capacité de production est de 560 MW;
- une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui détient une CAE pour la capacité de production de 706 MW des centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta.

TCPL construit actuellement une centrale de 900 MW alimentée au gaz naturel sur la propriété de Lennox d'Ontario Power Generation dans la ville de Grand Napanee, en Ontario.

Par ailleurs, TCPL a convenu d'acquérir, en 2013 et 2014, neuf projets solaires en Ontario d'une capacité cumulée de 86 MW.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés 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*, ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux conventions comptables de la société conformément aux PCGR des États-Unis. Les montants ajustés dans les états financiers consolidés en date du 31 décembre 2011 et du 31 décembre 2010 sont les mêmes que ceux présentés dans la note 25 afférente aux états financiers consolidés audités de 2011 de TCPL inclus dans le rapport annuel 2011 de TCPL.

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 suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TCPL constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs.

Recours à des estimations et jugements

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.

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. Au Mexique, les gazoducs sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société au Canada et aux États-Unis en ce qui a trait à la construction et 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 des entreprises à tarifs réglementés de TCPL, qui peut différer de celui qui est préconisé 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. La CATR ne s'applique pas pour le réseau d'oléoducs Keystone et les gazoducs de la société au Mexique et, par conséquent, les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification pour ces pipelines n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et oléoducs

Les produits des secteurs des gazoducs et des oléoducs de la société, exception faite des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la réglementation des tarifs, sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel ou de pétrole transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel ou de pétrole transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où les livraisons de gaz naturel ou de pétrole sont effectuées. Les gazoducs aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et les produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement aux termes d'une instance tarifaire. Le cas échéant, des provisions sont constatées pour ces remboursements éventuels.

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 font généralement 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 requis pour recouvrer les coûts au titre des incitatifs. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés de façon proportionnelle 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 une décision tarifaire pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision.

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels sans égard aux volumes de gaz naturel stockés et au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. La société ne prend pas possession du gaz ou du pétrole qu'elle transporte ou qu'elle stocke pour des tiers.

Énergie

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie 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 tiennent compte également des paiements de capacité et des services complémentaires ainsi que des gains et des pertes résultant du recours à des contrats dérivés sur marchandises. La comptabilité des contrats faisant l'objet d'instruments dérivés est décrite sous la rubrique « Instruments dérivés et opérations de couverture » de la présente note.

Stockage de gaz naturel

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel non réglementés 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 dérivés conclus pour l'achat ou la vente de gaz naturel sont constatés à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, le combustible et les stocks de gaz naturel, sont constatés au coût moyen pondéré ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

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 incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et la composante capitaux propres de cette provision est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, l'intérêt est capitalisé pendant la construction.

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

Oléoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des oléoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 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 %. 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 ces immobilisations sont mises 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 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'entreprise selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition, sauf dans des cas particuliers. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances

indiquent qu'il peut y avoir une perte de la valeur d'un actif. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a une perte de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société évalue d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une perte de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si TCPL conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation est supérieure à sa valeur comptable, la première étape du test de dépréciation en deux étapes est réalisée 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 la deuxième étape de l'évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième étape, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant les montants constatés pour 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 d'un montant égal à cet écart 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 ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats qui viennent à échéance 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 reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition 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 contrepassés, 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 bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

Les OMHSI constatées visent les installations non réglementées de stockage de gaz naturel et certaines centrales électriques. Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service d'immobilisations liées aux gazoducs, aux oléoducs et aux centrales hydroélectriques, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Les estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que 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 coûts 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 les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Autres programmes de rémunération

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.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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 des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. 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 régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite 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. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. 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 du cumul des autres éléments du résultat étendu 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.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellée en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie de fonctionnement. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. 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 aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société a été désignée en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu. 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.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, 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. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, 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 de la juste valeur des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres produits et dans les intérêts débiteurs. Si 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 de 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, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres 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 devient probable que l'opération prévue ne se produira pas.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, 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.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés relativement aux risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

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 clairement et 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 évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme en tant qu'autres actifs 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.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. 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 les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2012

Évaluation à la juste valeur

Le 1^{er} janvier 2012, la société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») sur les évaluations à la juste valeur publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de troisième niveau qui ont été incluses dans la note 21.

Actifs incorporels – Écart d'acquisition

Le 1^{er} janvier 2012, la société a adopté l'ASU publiée par le FASB pour l'évaluation de l'écart d'acquisition afin de déterminer s'il y a perte de valeur. L'adoption de l'ASU en question a donné lieu à une modification de convention comptable liée à l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur, puisque la société peut désormais 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. L'adoption de cette norme n'a eu aucune incidence sur les valeurs présentées de l'écart d'acquisition.

Modifications comptables futures

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. Cette recommandation s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} 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.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercices clos les 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 264	1 039	2 704	–	8 007
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	157	–	100	–	257
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 365)	(296)	(819)	(97)	(2 577)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 049)	–	(1 049)
Impôts fonciers	(315)	(45)	(74)	–	(434)
Amortissement	(933)	(145)	(283)	(14)	(1 375)
	1 808	553	579	(111)	2 829
Intérêts débiteurs					(997)
Intérêts créditeurs et autres					85
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					1 917
Charge d'impôts					(461)
Bénéfice net					1 456
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(96)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 360
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 338
exercices clos les 31 décembre 2011 (en millions de dollars canadiens)					
	Gazoducs	Oléoducs¹	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 244	827	2 768	–	7 839
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	159	–	256	–	415
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 221)	(209)	(842)	(86)	(2 358)
Achats de produits de base revendus	–	–	(991)	–	(991)
Impôts fonciers	(307)	(31)	(72)	–	(410)
Amortissement	(923)	(130)	(261)	(14)	(1 328)
	1 952	457	858	(100)	3 167
Intérêts débiteurs					(1 044)
Intérêts créditeurs et autres					55
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 178
Charge d'impôts					(546)
Bénéfice net					1 632
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(107)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 525
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 503

¹ En février 2011, TCPL a commencé à constater le résultat du réseau d'oléoducs Keystone.

exercices clos les 31 décembre 2010 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 122	–	2 730	–	6 852
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	153	–	300	–	453
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 165)	–	(805)	(99)	(2 069)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 178)	–	(1 178)
Impôts fonciers	(294)	–	(71)	–	(365)
Amortissement	(913)	–	(247)	–	(1 160)
Provision pour évaluation	(146)	–	–	–	(146)
	1 757	–	729	(99)	2 387
Intérêts débiteurs					(754)
Intérêts créditeurs et autres					94
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					1 727
Charge d'impôts					(372)
Bénéfice net					1 355
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(93)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 262
Dividendes sur les actions privilégiées					(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 240

Total de l'actif

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Gazoducs	23 210	23 161
Oléoducs	10 485	9 440
Énergie	13 157	13 269
Siège social	2 483	2 196
	49 335	48 066

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Produits¹			
Canada – marché intérieur	3 527	3 929	3 178
Canada – exportations	1 121	1 087	838
États-Unis	3 252	2 752	2 796
Mexique	107	71	40
	8 007	7 839	6 852

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Immobilisations corporelles		
Canada	18 054	17 552
États-Unis	14 904	14 388
Mexique	755	527
	33 713	32 467

Dépenses en immobilisations

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Gazoducs	1 389	917	1 192
Oléoducs	1 145	1 204	2 696
Énergie	24	384	473
Siège social	37	8	15
	2 595	2 513	4 376

5. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Juste valeur des contrats dérivés (note 21)	259	361
Actifs d'impôts reportés (note 15)	285	239
Actifs réglementaires (note 8)	178	178
Autres	270	326
	992	1 104

6. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012			2011		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs¹						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	8 801	5 192	3 609	8 785	4 958	3 827
Postes de compression	3 370	1 880	1 490	3 362	1 765	1 597
Postes de comptage et autres	391	182	209	383	175	208
	12 562	7 254	5 308	12 530	6 898	5 632
En construction	163	–	163	28	–	28
	12 725	7 254	5 471	12 558	6 898	5 660
Réseau de l'Alberta						
Pipeline	7 214	3 221	3 993	6 701	3 062	3 639
Postes de compression	1 885	1 177	708	1 778	1 109	669
Postes de comptage et autres	958	420	538	931	409	522
	10 057	4 818	5 239	9 410	4 580	4 830
En construction	463	–	463	368	–	368
	10 520	4 818	5 702	9 778	4 580	5 198
ANR						
Pipeline	864	49	815	858	47	811
Postes de compression	514	72	442	510	72	438
Postes de comptage et autres	520	81	439	524	59	465
	1 898	202	1 696	1 892	178	1 714
En construction	63	–	63	20	–	20
	1 961	202	1 759	1 912	178	1 734
Autres gazoducs						
GTN	1 565	411	1 154	1 589	370	1 219
Great Lakes	1 544	750	794	1 577	741	836
Foothills	1 634	1 062	572	1 630	1 005	625
Mexique	536	59	477	547	39	508
Autres ²	1 548	226	1 322	1 576	187	1 389
	6 827	2 508	4 319	6 919	2 342	4 577
En construction	297	–	297	33	–	33
	7 124	2 508	4 616	6 952	2 342	4 610
	32 330	14 782	17 548	31 200	13 998	17 202
Oléoducs						
Keystone						
Pipeline	4 897	177	4 720	4 904	80	4 824
Matériel de pompage	1 560	75	1 485	1 502	38	1 464
Réservoirs et autres	372	23	349	548	15	533
	6 829	275	6 554	6 954	133	6 821
En construction ³	3 678	–	3 678	2 433	–	2 433
	10 507	275	10 232	9 387	133	9 254
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	1 799	290	1 509	1 799	220	1 579
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ⁴	2 975	746	2 229	3 002	665	2 337
Centrales hydroélectriques	634	106	528	620	90	530
Énergie éolienne ⁵	907	118	789	843	88	755
Stockage de gaz naturel ⁶	677	83	594	454	78	376
Autres	134	86	48	131	83	48
	7 126	1 429	5 697	6 849	1 224	5 625
En construction – autres	136	–	136	308	–	308
	7 262	1 429	5 833	7 157	1 224	5 933
Siège social	154	54	100	129	51	78
	50 253	16 540	33 713	47 873	15 406	32 467

- ¹ En 2012, la société a capitalisé 32 millions de dollars (23 millions de dollars en 2011) 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 de Bison, de Portland, de North Baja, de Tuscarora et de Ventures LP. Le pipeline Bison a été mis en service en janvier 2011.
- ³ Comprend des montants de 2,0 milliards de dollars et de 1,5 milliard de dollars se rapportant respectivement à Keystone XL et au projet de la côte du golfe (respectivement 1,5 milliard de dollars et 0,9 milliard de dollars en 2011) au 31 décembre 2012. Keystone XL demeure assujéti à l'obtention des approbations réglementaires.
- ⁴ 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 au 31 décembre 2012 se sont élevés à respectivement 601 millions de dollars et 55 millions de dollars (respectivement 605 millions de dollars et 34 millions de dollars en 2011). En 2012, des produits de 73 millions de dollars (53 millions de dollars en 2011; 15 millions de dollars en 2010) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.
- ⁵ Comprend, dans le cadre du projet de Cartier énergie éolienne, la deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne depuis novembre 2012, la première phase du parc éolien de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.
- ⁶ Comprend l'acquisition, en décembre 2012, de la participation de 40 % de BP dans les actifs de l'installation de Crossfield Gas Storage et la participation de BP dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd.

7. ÉCART D'ACQUISITION

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

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Énergie	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2011	2 634	823	3 457
Variations des taux de change	59	18	77
Solde au 31 décembre 2011	2 693	841	3 534
Variations des taux de change	(58)	(18)	(76)
Solde au 31 décembre 2012	2 635	823	3 458

8. 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

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, Foothills et TQM sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Canada)*. 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.

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, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, 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.

Réseau principal au Canada

En 2011, TCPL a soumis à l'approbation de l'ONÉ une demande complète visant à modifier la structure d'entreprise et les modalités de service pour le réseau principal au Canada, y compris la tarification pour 2012 et 2013. La demande comportait de plus un rendement équitable du coût moyen pondéré du capital après impôts de 7,0 %, soit l'équivalent d'un taux du RCA de 12 % en fonction d'un ratio du capital-actions réputé de 40 %. Cette demande est actuellement à l'étude par l'ONÉ et une décision n'est pas attendue avant la fin du premier trimestre de 2013. Par conséquent, tout ajustement aux résultats de 2012 sera constaté au moment où la décision sera rendue. En l'absence d'une décision de la part de l'ONÉ, les résultats du réseau principal au Canada pour 2012 tiendront compte du dernier taux de RCA approuvé, soit 8,08 %, en fonction d'un ratio du capital-actions réputé de 40 % et sans tenir compte des revenus incitatifs.

Le réseau principal au Canada est exploité aux termes d'un règlement quinquennal s'appliquant du 1^{er} janvier 2007 au 31 décembre 2011. Le coût du capital du réseau principal au Canada utilisé pour déterminer les droits aux termes du règlement tient compte d'un RCA, déterminé d'après la formule de l'ONÉ aux termes de la décision RH-2-94, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Le taux du RCA permis pour le réseau principal au Canada en 2011 était de 8,08 %. Le reste de la structure des capitaux se composait 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. Les variations de ces coûts ont été partagées également entre TCPL et ses clients en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont transférables. Le règlement prévoyait en outre des accords incitatifs axés sur le rendement.

Dans sa décision rendue en septembre 2011, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires en tant que droits définitifs pour 2011, y compris 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 tarifaire de TCPL pour 2012-2013 avant de rendre une décision finale au sujet des besoins en produits pour 2011. Tout ajustement aux besoins en produits pour 2011 sera constaté lorsque l'ONÉ aura fait connaître sa décision.

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 prévoyait un taux de RCA de 9,70 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait 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 était imputable à TCPL. Tous les autres coûts étaient transférables.

Foothills

En juin 2010, TCPL a conclu un accord en vue de l'établissement d'un coût du capital pour Foothills qui se fondait 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 de 2010 à 2012. Dans le cadre du règlement, les besoins en produits annuels comportaient des composantes coûts fixes et coûts transférés. La composante

coûts fixes comprenait 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 était 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 la *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 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 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 en août 2012. ANR Storage Company doit déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 1^{er} juillet 2016.

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 ont été approuvées et TC Offshore LLC a entrepris son exploitation conformément aux tarifs approuvés par la FERC le 1^{er} novembre 2012. TC Offshore LLC est tenue de déposer une analyse de ses coûts et produits afin de justifier ses tarifs actuels fondés sur les coûts après les trois premières années d'exploitation.

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 2012. Le 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 doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} 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 prévoit des taux maximaux et minimaux pour divers types de services et donne 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. Great Lakes est tenue de déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA au plus tard le 1^{er} 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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 122	1 178	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	171	172	1
Compte d'ajustement ³	80	82	30
Autres ⁴	434	430	s.o.
	1 807	1 862	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme	178	178	
	1 629	1 684	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁵	150	184	1-17
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	84	135	1
Autres ⁴	134	117	s.o.
	368	436	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs	100	139	
	268	297	

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 50 millions de dollars inférieurs en 2012 (102 millions de dollars supérieurs en 2011) 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 97 millions de dollars supérieurs en 2012 (106 millions de dollars inférieurs en 2011) 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 des États-Unis auraient exigé que ces gains ou pertes non réalisés aient été inclus dans le bénéfice net.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2012	Bénéfice (perte) sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2012	2011	2010	2012	2011
Gazoducs						
Northern Border ¹		72	75	69	511	545
Iroquois	44,5 %	41	40	40	174	181
TQM	50,0 %	16	17	16	80	82
Autres	Divers	28	27	28	60	72
Énergie						
Bruce A	48,9 %	(149)	33	35	4 033	3 561
Bruce B	31,6 %	163	77	138	69	115
ASTC Power Partnership	50,0 %	40	84	41	42	58
Portlands Energy	50,0 %	28	33	33	341	313
CrossAlta ²		10	23	45	s.o.	18
Autres	Divers	8	6	8	56	132
		257	415	453	5 366	5 077

¹ 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 2012, TCPL détenait une participation de 33,3 % (33,3 % en 2011; 38,2 % en 2010) dans TC PipeLines LP et une participation réelle, déduction faite des participations sans contrôle, 16,7 % (16,7 % en 2011; 19,1 % en 2010) dans Northern Border.

² En 2011, les immobilisations corporelles comprenaient des actifs de 63 millions de dollars détenus directement par TCPL par le truchement de participations indivises dans la coentreprise de Crossfield qui ont été utilisés dans le cadre de l'exploitation de la coentreprise de CrossAlta. En décembre 2012, TCPL a fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter sa participation à 100 %. Les résultats tiennent compte de la tranche de 60 % du bénéfice de participation revenant à la société jusqu'au 18 décembre 2012. Il y a lieu de se reporter à la note 23, Acquisitions et cessions, pour un complément d'information.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 se sont établies à 436 millions de dollars (494 millions de dollars en 2011; 486 millions de dollars en 2010), dont 60 millions de dollars (101 millions de dollars en 2011; 40 millions de dollars en 2010) représentaient des remboursements de capital et sont inclus dans les montants reportés et autres à l'état consolidé des flux de trésorerie. Le bénéfice provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation non distribué au 31 décembre 2012 se chiffrait à 883 millions de dollars (1 062 millions de dollars en 2011; 1 141 millions de dollars en 2010). Au 31 décembre 2012, 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 à respectivement 119 millions de dollars US (120 millions de dollars US en 2011) et 918 millions de dollars (820 millions de dollars en 2011). Cette différence s'explique avant tout par l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition de Northern Border par Bruce Power et l'intérêt capitalisé relativement à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Bénéfice			
Produits	3 860	4 042	3 920
Charges d'exploitation et autres charges	(3 090)	(2 989)	(2 773)
Bénéfice net	717	929	1 009
Bénéfice net attribuable à TCPL	257	415	453
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
Bilans			
Actif à court terme		1 593	1 430
Actif à long terme		12 154	11 550
Passif à court terme		(1 187)	(1 172)
Passif à long terme		(3 787)	(3 232)

10. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
CAE ¹	376	428
Prêts et avances ²	196	224
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 21)	187	202
Actifs d'impôts reportés (note 15)	104	126
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 20)	11	–
Autres	468	480
	1 342	1 460

¹ Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012			2011		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	585	273	312	585	234	351
Sundance A	225	161	64	225	148	77
	810	434	376	810	382	428

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2011 et en 2010). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour chacun des cinq prochains exercices est de 52 millions de dollars.

² Au 31 décembre 2012, TCPL détenait un billet à recevoir de 236 millions de dollars (265 millions de dollars en 2011) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. La tranche à court terme du billet à recevoir, soit 40 millions de dollars (41 millions de dollars en 2011) est incluse dans les autres actifs à court terme.

Sundance A

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A avaient été mis hors service et le propriétaire de la CAE avait invoqué un cas de force majeure à cet égard en janvier 2011. En juillet 2012, TCPL a reçu la décision du processus exécutoire de règlement des différends au sujet des allégations de force majeure et de destruction économique aux termes de la CAE de Sundance A. Le groupe d'arbitrage exécutoire a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et il a instruit TransAlta Corporation (« TransAlta ») de remettre les groupes électrogènes 1 et 2 en service. Le groupe d'arbitrage a de plus limité le cas de force majeure à la période allant du 20 novembre 2011 jusqu'à la date à laquelle les groupes électrogènes pourront être remis en service de manière raisonnable. TransAlta a annoncé qu'elle prévoyait que les groupes électrogènes seraient remis en service à l'automne 2013.

Entre décembre 2010 et mars 2012, TCPL a constaté les produits et les coûts 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. À la suite de cette décision, TCPL a comptabilisé une charge de 50 millions de dollars avant les impôts au deuxième trimestre de 2012, qui représentait un montant de 20 millions de dollars constaté antérieurement en 2011 et un montant de 30 millions de dollars constaté antérieurement au premier trimestre de 2012, puisque ces montants ne sont désormais plus récupérables. Exception faite de la charge de 20 millions de dollars liée à 2011 et de l'amortissement du coût initial de la CAE, la société n'a constaté, en 2012, aucun résultat avant les impôts pour la CAE de Sundance A.

Avances à l'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 »). Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception du projet. Les avances à l'APG dans le cadre du PGM en 2012 et en 2011 ont été passées en charges. En 2010, une provision pour évaluation de 146 millions de dollars avait été constatée relativement au prêt consenti à l'APG en raison de l'incertitude au sujet de la structure commerciale définitive, du cadre fiscal et de l'échéancier du projet ainsi que du moment du remboursement des avances à l'APG.

11. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens)	2012		2011	
	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 dollars CA	803	1,2 %	466	1,2 %
En dollars US (1 480 \$ US en 2012; 1 373 \$ US en 2011)	1 472	0,4 %	1 397	0,5 %
	2 275		1 863	

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

Au 31 décembre 2012, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 5,3 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 2017, à laquelle la société avait entièrement accès au 31 décembre 2012; les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 4 millions de dollars en 2012 (2 millions de dollars en 2011; 2 millions de dollars en 2010);

- 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 2012; cette facilité fait partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US initiale dont il est question à la note 14; le coût de maintien de cette facilité de crédit a été de néant en 2012 (1 million de dollars en 2011; 1 million de dollars en 2010);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de 1,0 milliard de dollars US de TC Keystone, garantie par TCPL et TCPL USA, échéant en novembre 2013; cette facilité était entièrement accessible au 31 décembre 2012 et son coût de maintien a été de 1 million de dollars en 2012 (4 millions de dollars en 2011; 5 millions de dollars en 2010);
- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogeable de 1,0 milliard de dollars US de TCPL USA garantie par TCPL et échéant en octobre 2013; la société avait entièrement accès à cette facilité au 31 décembre 2012; le coût de maintien de la facilité de crédit a été de 1 million de dollars en 2012 (4 millions de dollars en 2011; 4 millions de dollars en 2010);
- des lignes à vue totalisant 1 milliard de dollars permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2012, la société avait affecté environ 627 millions de dollars de ces lignes à vue à des lettres de crédit.

12. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Fournisseurs	923	696
Juste valeur des contrats dérivés (note 21)	283	485
Dividendes à payer	316	301
Passifs réglementaires (note 8)	100	139
Passifs d'impôts reportés (note 15)	–	81
Autres	718	634
	2 340	2 336

13. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 20)	482	321
Juste valeur des contrats dérivés (note 21)	186	349
Garanties (note 24)	17	118
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	72	65
Autres	125	76
	882	929

14. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens)	Dates de remboursement	2012		2011	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2014 à 2020	874	10,9 %	874	10,9 %
En dollars US (400 \$ US en 2012; 600 \$ US en 2011)	2021	398	9,9 %	610	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2013 à 2041	4 549	5,9 %	4 549	5,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (10 126 \$ US en 2012; 8 626 \$ US en 2011) ²	2013 à 2040	10 057	5,6 %	8 759	6,2 %
		15 878		14 792	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2014 à 2024	382	11,5 %	387	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2012; 375 \$ US en 2011)	2023	199	7,9 %	381	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2012 et 2011)	2026	32	7,5 %	33	7,5 %
		1 117		1 305	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Emprunt bancaire					
En dollars US (néant en 2012; 500 \$ US en 2011)		–	–	509	0,6 %
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2012 et 2011)	2021 à 2025	430	8,9 %	438	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2012 et 2011)	2015 à 2035	323	5,5 %	331	5,5 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (312 \$ US en 2012; 363 \$ US en 2011)	2017	310	1,5 %	369	1,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (350 \$ US en 2012 et 2011)	2021	348	4,7 %	356	4,7 %
		658		725	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (354 \$ US en 2012; 373 \$ US en 2011)	2018 à 2030	352	7,8 %	379	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (27 \$ US en 2012; 30 \$ US en 2011)	2017	27	4,0 %	31	4,4 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ³					
En dollars US (129 \$ US en 2012; 147 \$ US en 2011)	2018	128	6,1 %	149	6,1 %
		18 913		18 659	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an					
		894		935	
		18 019		17 724	

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'approuvent 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 10 millions de dollars (13 millions de dollars en 2011) au titre du risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2012 (350 millions de dollars US en 2011).
- ³ Garanties au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit : 894 millions de dollars en 2013; 970 millions de dollars en 2014; 1 561 millions de dollars en 2015, 1 214 millions de dollars en 2016 et 555 millions de dollars en 2017.

TransCanada PipeLines Limited

En août 2012, TCPL a émis pour une valeur de 1,0 milliard de dollars US de billets de premier rang échéant le 1^{er} août 2022 et portant intérêt à 2,5 %.

En mai 2012, TCPL a racheté des billets à moyen terme à 8,625 % d'un montant de 200 millions de dollars US.

En mars 2012, TCPL a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 2 mars 2015 et portant intérêt à 0,875 %.

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 9,5 % 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^{er} octobre 2020 et portant intérêt à 3,80 %.

En juin 2010, TCPL a émis des billets de premier rang pour une valeur de 500 millions de dollars US et de 750 millions de dollars US échéant respectivement le 1^{er} juin 2015 et le 1^{er} juin 2040 et portant intérêt aux taux respectifs de 3,4 % et de 6,1 %.

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 %.

NOVA Gas Transmission Ltd.

En décembre 2012, NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») a racheté pour 175 millions de dollars US de débentures à 8,5 %.

Les débentures émises par 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 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 2012.

TransCanada PipeLine USA Ltd.

TCPL USA dispose d'une facilité de crédit consortiale, non garantie et confirmée de 1,0 milliard de dollars US garantie par TransCanada qui a été réduite à 300 millions de dollars US à la suite du remboursement de prêts à terme de 500 millions de dollars US et de 200 millions de dollars US respectivement en janvier 2012 et août 2011. La facilité se compose 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 11. Le solde impayé de 500 millions de dollars US au 31 décembre 2011 du prêt à terme 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 novembre 2012, la facilité de crédit de premier rang a été modifiée à nouveau pour en reporter l'échéance à novembre 2017.

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 2012, un montant de 312 millions de dollars US (363 millions de dollars US en 2011) 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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme	1 190	1 154	1 149
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	63	63	65
Intérêts sur la dette à court terme	37	123	68
Intérêts capitalisés	(300)	(302)	(587)
Amortissement et autres charges financières ¹	7	6	59
	997	1 044	754

¹ L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société à la hausse des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 1 027 millions de dollars en 2012 (1 069 millions de dollars en 2011; 718 millions de dollars en 2010) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de premier rang, déduction faite de l'intérêt capitalisé dans le cadre des projets de construction.

15. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Exigibles			
Canada	171	196	29
Pays étrangers	14	(2)	(169)
	185	194	(140)
Reportés			
Canada	60	126	161
Pays étrangers	216	226	351
	276	352	512
Charge d'impôts	461	546	372

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Canada	821	1 069	758
Pays étrangers	1 096	1 109	969
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 917	2 178	1 727

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 917	2 178	1 727
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	25,0 %	26,5 %	28,0 %
Charge d'impôts prévue	479	577	484
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	41	42	8
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	1	(5)	(36)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(40)	(45)	(40)
Autres	(20)	(23)	(44)
Charge d'impôts réelle	461	546	372

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de perte d'exploitation	1 024	900
Instruments financiers	88	166
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs au départ à la retraite	83	42
Montants reportés	49	49
Autres	86	117
	1 330	1 274
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	3 804	3 609
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	578	457
Impôts sur les besoins en produits futurs	283	295
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	159	133
Autres	70	87
	4 894	4 581
Montant net des passifs d'impôts reportés	3 564	3 307

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à court terme (note 5)	285	239
Actifs incorporels et autres actifs (note 10)	104	126
	389	365
Passifs d'impôts reportés		
Créditeurs et autres (note 12)	–	81
Impôts reportés	3 953	3 591
	3 953	3 672
Montant net des passifs d'impôts reportés	3 564	3 307

Au 31 décembre 2012, la société a constaté l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 865 millions de dollars (450 millions de dollars en 2011) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2014 à 2032.

Au 31 décembre 2012, la société a constaté l'économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 2 174 millions de dollars US (2 119 millions de dollars US en 2011) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2032.

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 reportés auraient été supérieurs d'environ 144 millions de dollars au 31 décembre 2012 (136 millions de dollars en 2011).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2012, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 175 millions de dollars, déduction faite des remboursements reçus (remboursements reçus de 85 millions de dollars, déduction faite des versements, en 2011; versements de 57 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2010).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	48	58	52
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	2	9	7
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(6)	(7)	(1)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	9	11	8
Règlements	–	–	(7)
Caducité des délais de prescription	(8)	(23)	(1)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	45	48	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 d'environ 25 millions de dollars. D'autre part, sous réserve des résultats des travaux d'audit 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'à 2007 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 et local ont essentiellement été résolues pour les exercices allant jusqu'à 2007 inclusivement.

TCPL impute 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 2012 comprend la reprise de 2 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (12 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2011; 3 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2010). Au 31 décembre 2012, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (7 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2011).

16. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens)	Date de remboursement	2012		2011	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
En dollars US (1 000 \$ US en 2012 et 2011)	2067	994	6,5 %	1 016	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.

17. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP ¹	953	997
Participation sans contrôle dans Portland ²	83	79
	1 036	1 076

Les participations sans contrôle de la société présentées dans l'état consolidé des résultats s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP ¹	91	101	87
Participation sans contrôle dans Portland ²	5	6	6
	96	107	93

¹ 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 1^{er} janvier 2010 au 3 mai 2011.

² Au 31 décembre 2012, la participation sans contrôle dans Portland représentait la participation de 38,3 % (38,3 % aux 31 décembre 2011 et 2010) non détenue par TCPL.

En 2012, TCPL a tiré des honoraires de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2011 et 2010) et de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011 et 2010) pour les services fournis respectivement à TC PipeLines, LP et à Portland.

18. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2010	649 426	10 649
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	26 121	987
En circulation au 31 décembre 2010	675 547	11 636
Émission d'actions ordinaires en contrepartie d'espèces	56 325	2 401
En circulation au 31 décembre 2011	731 872	14 037
Émission d'actions en contrepartie d'espèces	6 509	269
En circulation au 31 décembre 2012	738 381	14 306

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 2012, la société disposait d'un montant d'environ 1,0 milliard de dollars (2,7 milliards de dollars en 2011; 3,6 milliards de dollars en 2010) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

Dividendes en trésorerie

En 2012, des dividendes en trésorerie de 1,2 milliard de dollars ont été versés (1,2 milliard de dollars en 2011; 1,1 milliard de dollars en 2010).

19. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions autorisées et en circulation	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2012	2011
	(en milliers)			(en millions de dollars canadiens)	(en millions de dollars canadiens)
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				389	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises pour chaque série est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

À compter du 15 octobre 2013, TCPL pourra racheter les actions privilégiées de série U au prix de 50 \$ l'action et, à compter du 5 mars 2014, TCPL pourra racheter les actions privilégiées de série Y au prix de 50 \$ l'action.

Régime de réinvestissement des dividendes

Le régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») de la société permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires ou privilégiées de TCPL 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. À compter de la date de déclaration du dividende d'avril 2011, les dividendes à payer aux actionnaires qui participent au RRD seront versés sous forme d'actions ordinaires achetées sur le marché libre en fonction de la moyenne pondérée du prix d'achat de ces actions ordinaires. Auparavant, les actions ordinaires émises en remplacement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD étaient émises sur le capital autorisé à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. En 2010, l'escompte avait été établi à 3 %, et il a été ramené à 2 % à partir des dividendes déclarés en février 2011, puis éliminé entièrement en avril 2011.

Dividendes en trésorerie

En 2012, en 2011 et en 2010, des dividendes en trésorerie 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.

20. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à 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 neuf ans (huit ans en 2011 et en 2010).

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 au départ à la retraite 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 d'environ 12 ans au 31 décembre 2012 (12 ans en 2011; 12 ans en 2010). En 2012, la société a passé en charges 24 millions de dollars (23 millions en 2011; 21 millions de dollars en 2010) au titre des régimes CD.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 114 millions de dollars en 2012 (93 millions de dollars en 2011; 127 millions de dollars en 2010), y compris un montant de 24 millions de dollars en 2012 (23 millions de dollars en 2011; 21 millions de dollars en 2010) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD. En plus de ces versements en trésorerie, la société a fourni, en 2012, une lettre de crédit de 48 millions de dollars (27 millions de dollars en 2011) en faveur du régime PD canadien, ce qui porte à 75 millions de dollars au total les lettres de crédit en faveur du régime PD canadien au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, à des fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2013, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2014.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 836	1 622	170	159
Coût des services rendus	66	54	2	2
Intérêts débiteurs	94	91	8	9
Cotisations des employés	4	4	1	1
Prestations versées	(79)	(71)	(9)	(9)
Perte actuarielle	227	131	16	7
Variations du taux de change	(6)	5	(2)	1
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	2 142	1 836	186	170
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 656	1 636	29	29
Rendement réel des actifs des régimes	165	21	4	–
Cotisations de l'employeur	83	62	7	8
Cotisations des employés	4	4	1	1
Prestations versées	(79)	(71)	(9)	(9)
Variations du taux de change	(4)	4	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 825	1 656	32	29
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(317)	(180)	(154)	(141)

¹ L'obligation au titre des prestations pour le régime à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les montants constatés au bilan de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Actifs incorporels et autres actifs (note 10)	–	–	11	–
Autres passifs à long terme (note 13)	(317)	(180)	(165)	(141)
	(317)	(180)	(154)	(141)

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.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Obligation au titre des prestations	(2 142)	(1 836)	(186)	(170)
Juste valeur des actifs des régimes	1 825	1 656	32	29
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(317)	(180)	(154)	(141)

L'obligation au titre des prestations constituées pour tous les régimes de retraite PD s'établissait à 1 966 millions de dollars au 31 décembre 2012 (1 691 millions de dollars en 2011).

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Obligation au titre des prestations constituées	(1 966)	(1 691)
Juste valeur des actifs des régimes	1 825	1 656
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(141)	(35)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations constituées et de la juste valeur des actifs des régimes susmentionnées.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
Obligation au titre des prestations constituées	(1 966)	(446)
Juste valeur des actifs des régimes	1 825	391
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(141)	(55)

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 :

Catégorie d'actifs

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2012	2011	2012
Titres d'emprunt	36 %	39 %	35 % à 60 %
Titres de participation	64 %	61 %	40 % à 65 %
	100 %	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 2 millions de dollars (0,1 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2012 et 2011. 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 2012 et 2011.

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 avantages postérieurs au départ à la retraite 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 inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le deuxième niveau est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le troisième niveau est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	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	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	25	–	–	–	–	17	25	1 %	1 %
Titres de participation :										
Canada	400	374	113	95	–	–	513	469	28 %	28 %
États-Unis	309	251	38	55	–	–	347	306	19 %	18 %
International	31	25	263	231	–	–	294	256	16 %	15 %
Mondial	–	–	13	–	–	–	13	–	–	–
Titres à revenu fixe										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	–	–	314	303	–	–	314	303	17 %	18 %
Provincial	–	–	161	158	–	–	161	158	9 %	9 %
Municipal	–	–	5	4	–	–	5	4	–	–
Entreprises	–	–	65	47	–	–	65	47	4 %	3 %
Obligations des États-Unis :										
État	–	–	33	29	–	–	33	29	2 %	2 %
Entreprises	–	–	45	29	–	–	45	29	2 %	2 %
International :										
Entreprises	–	–	9	9	–	–	9	9	–	1 %
Titres adossés à des créances immobilières	–	–	22	30	–	–	22	30	1 %	2 %
Autres placements										
Fonds de capital-investissement	–	–	–	–	19	20	19	20	1 %	1 %
	757	675	1 081	990	19	20	1 857	1 685	100 %	100 %

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

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Fonds de capital-investissement
Solde au 31 décembre 2010	21
Pertes réalisées et non réalisées	(2)
Achats et ventes	1
Solde au 31 décembre 2011	20
Pertes réalisées et non réalisées	(1)
Solde au 31 décembre 2012	19

En 2013, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 71 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite, au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ 33 millions de dollars. De plus, la société prévoit fournir une lettre de crédit de 59 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 :

(en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite	Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite
2013	90	9
2014	96	9
2015	101	10
2016	107	10
2017	111	11
Période de 2018 à 2022	636	58

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2012. 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 postérieurs au départ à la retraite 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 :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2012	2011	2012	2011
Taux d'actualisation	4,35 %	5,05 %	4,35 %	5,10 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,15 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Taux d'actualisation	5,05 %	5,55 %	6,00 %	5,10 %	5,60 %	6,00 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,95 %	6,95 %	6,40 %	6,40 %	7,80 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,10 %	3,20 %			

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 7,5 % pour 2013. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2020 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	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 au départ à la retraite	17	(14)

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Coût des services rendus	66	54	50	2	2	2
Intérêts débiteurs	94	91	89	8	9	9
Rendement prévu des actifs des régimes	(113)	(114)	(108)	(2)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	18	10	5	1	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	2	1	–	–
Amortissement de l'actif réglementaire	19	12	5	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des prestations constaté	86	55	43	13	13	13

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012		2011		2010	
	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite
Perte nette	362	33	282	29	179	24
Coût des prestations au titre des services passés	5	2	7	2	9	2
	367	35	289	31	188	26

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 en 2013 s'établissent à respectivement 31 millions de dollars et 2 millions de dollars. La perte nette et les coûts des prestations au titre des services passés estimatifs pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2013 s'établissent à respectivement 2 millions de dollars et néant.

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012		2011		2010	
	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite	Prestations de retraite	Avantages postérieurs au départ à la retraite
Amortissement de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	(19)	(1)	(10)	(1)	(5)	(1)
Amortissement des coûts au titre des services passés reclassé du cumul des autres éléments aux autres éléments du résultat étendu	(2)	–	(2)	–	(2)	–
Ajustement de la situation de capitalisation	99	5	113	6	15	4
	78	4	101	5	8	3

21. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Aperçu de la gestion des risques

TCPL est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour objectif d'atténuer l'incidence de ces risques sur le bénéficiaire, 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. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties 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 du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties 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, elle 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 certaines 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 peuvent influencer 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 globale de gestion des risques afin de contribuer à 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 le risque de fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Dans la mesure du possible, les instruments 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 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 celles énoncées ci-après.

- 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 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 exemptions relatives aux achats ou aux ventes dans le cours normal de la société 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 futures 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 contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas nécessairement 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 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

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 après les impôts. Au 31 décembre 2012, 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 11,1 milliards de dollars (11,2 milliards de dollars US) (10 milliards de dollars (9,8 milliards de dollars US) en 2011) et une juste valeur de 14,3 milliards de dollars (14,4 milliards de dollars US) (12,7 milliards de dollars (12,5 milliards de dollars US) en 2011). Au 31 décembre 2012, un montant de 71 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 47 millions de dollars (66 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 6 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les créditeurs et autres et un montant de 30 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les autres

passifs à long terme 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)

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012		2011	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2013 à 2019) ²	82	3 800 US	93	3 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2013)	–	250 US	(4)	725 US
	82	4 050 US	89	4 575 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net de 2012 comprenait des gains réalisés nets de 30 millions de dollars (gains de 27 millions de dollars en 2011) liés à l'intérêt se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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 de la trésorerie. 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 des billets ainsi qu'aux 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 2012, 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 2012, la concentration du risque de crédit de la société était de 259 millions de dollars (274 millions de dollars en 2011) 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 insolvables.

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

Justes valeurs

Instruments non dérivés

La valeur comptable de certains instruments financiers compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme. 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. La juste valeur des actifs disponibles à la vente a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles.

Instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche bénéfiques 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.

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 canadiens)	2012		2011	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	537	537	629	629
Débiteurs et autres ³	1 324	1 373	1 378	1 422
Montants à recevoir de TransCanada Corporation	985	985	750	750
Actifs disponibles à la vente ³	44	44	23	23
	2 890	2 939	2 780	2 824
Passifs financiers⁴				
Billets à payer	2 275	2 275	1 863	1 863
Créditeurs et autres passifs à long terme ⁵	1 535	1 535	1 330	1 330
Intérêts courus	370	370	367	367
Dette à long terme	18 913	24 573	18 659	23 757
Billets subordonnés de rang inférieur	994	1 054	1 016	1 027
	24 087	29 807	23 235	28 344

- ¹ Constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2011) au titre de la dette à long terme attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur. Cette dette constatée à la juste valeur de façon récurrente est classée au deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.
- ² L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.
- ³ Au 31 décembre 2012, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2011) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars (41 millions de dollars en 2011) dans les autres actifs à court terme et de 240 millions de dollars (247 millions de dollars en 2011) dans les actifs incorporels et autres actifs.
- ⁴ Le bénéfice net consolidé de 2012 comprend des pertes de 10 millions de dollars (13 millions de dollars en 2011) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2012 (350 millions de dollars US en 2011). 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.
- ⁵ Au 31 décembre 2012, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1,5 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2011) dans les créditeurs et de 38 millions de dollars (137 millions de dollars en 2011) dans les autres passifs à long terme.

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 2012.

Remboursements contractuels des passifs financiers¹

(en millions de dollars canadiens)	Paiements exigibles par période				
	Total	2013	2014 et 2015	2016 et 2017	2018 et par la suite
Billets à payer	2 275	2 275	–	–	–
Dette à long terme	18 913	894	2 531	1 769	13 719
Billets subordonnés de rang inférieur	994	–	–	–	994
	22 182	3 169	2 531	1 769	14 713

- ¹ Le moment prévu du règlement de contrats dérivés est présenté dans le sommaire des instruments dérivés qui figure dans la présente note.

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers

(en millions de dollars canadiens)	Paiements exigibles par période				
	Total	2013	2014 et 2015	2016 et 2017	2018 et par la suite
Dette à long terme	15 377	1 154	2 125	1 908	10 190
Billets subordonnés de rang inférieur	3 443	63	126	126	3 128
	18 820	1 217	2 251	2 034	13 318

Sommaire des instruments dérivés

Les renseignements sur les instruments dérivés de la société pour 2012, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (tous les montants sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2012			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	31 135	83	–	–
Ventes	31 066	65	–	–
En dollars CA	–	–	–	620
En dollars US	–	–	1 408 US	200 US
Swaps de devises	–	–	–	–
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(30)\$	2 \$	(1)\$	– \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	5 \$	(10)\$	26 \$	– \$
Dates d'échéance	2013-2017	2013-2016	2013	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	76 \$	– \$	– \$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	– \$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	15 184	1	–	–
Ventes	7 200	–	–	–
En dollars US	–	–	12 US	350 US
Swaps de devises	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(130)\$	(23)\$	– \$	7 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

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

² Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

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

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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 dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. En 2012, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 7 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2012, 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 2012, 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 produirait pas.

Sommaire des instruments dérivés

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

aux 31 décembre (tous les montants sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2011			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	185 \$	176 \$	3 \$	22 \$
Passifs	(192)\$	(212)\$	(14)\$	(22)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	21 905	103	–	–
Ventes	21 334	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 ⁴	(2)\$	(50)\$	(4)\$	1 \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	42 \$	(74)\$	10 \$	1 \$
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	16 \$	3 \$	– \$	13 \$
Passifs	(277)\$	(22)\$	(38)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	17 188	8	–	–
Ventes	8 061	–	–	–
En dollars US	–	–	73 US	600 US
Swaps de devises	–	–	136/100 US	–
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁴	(165)\$	(17)\$	– \$	(16)\$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

- ¹ Tous les instruments dérivés 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 Gpi³.
- ⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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 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 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, sont 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.
- ⁶ 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 produirait pas.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011
À court terme		
Autres actifs à court terme (note 5)	259	361
Créditeurs et autres (note 12)	(283)	(485)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs (note 10)	187	202
Autres passifs à long terme (note 13)	(186)	(349)

Instrumentes dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie s'établissent comme suit :

	Couvertures de flux de trésorerie ¹							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêts	
exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	83	(263)	(21)	(59)	(1)	5	–	(1)
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	147	81	54	100	–	–	18	43
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	7	–	–	–	–	–	–	–

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

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 2012, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel étant en position nette créditrice était de 37 millions de dollars (110 millions de dollars en 2011), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (28 millions de dollars en 2011) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2012, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 37 millions de dollars (82 millions de dollars en 2011). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie 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 auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt compris dans les actifs et les passifs inclus dans le deuxième niveau est déterminée selon l'approche bénéfiques. La juste valeur des produits de base pour l'électricité et le gaz naturel compris dans les actifs et les passifs est déterminée selon l'approche marché. Selon ces deux approches, l'évaluation est fondée sur une extrapolation des données, autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données sont observables directement ou indirectement. Ces données comprennent les taux de change publiés, les taux d'intérêt, les courbes des swaps de taux d'intérêt, les courbes de rendement et les prix indiqués par les fournisseurs externes de services de données. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le premier niveau et le deuxième niveau auraient lieu. En 2012 ou en 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau évaluée de façon récurrente est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. 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. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau. En 2012 ou en 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le deuxième niveau et le troisième niveau.

Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés à faible liquidité sont incluses dans le troisième niveau de la hiérarchie de la juste valeur, puisque les prix des produits de base connexes ne sont pas facilement observables. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les caractéristiques d'exploitation des installations de production dans les marchés sur lesquels la société est présente. Les données du modèle comprennent les mécanismes principaux du marché tels que les prix du combustible, les ajouts et les retraits à l'alimentation en énergie, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes de transport. À long terme, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont fondés sur une perspective de l'offre et de la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. La direction et le conseil d'administration passent périodiquement en revue les prix à long terme. Une baisse marquée des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou une augmentation de l'offre d'électricité ou de gaz naturel donnerait lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Actifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	–	–	24	35	–	–	24	35
Contrats de change	–	–	119	142	–	–	119	142
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	–	213	201	2	–	215	201
Contrats sur produits de base pour le gaz	75	124	13	55	–	–	88	179
Passifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	–	–	(14)	(23)	–	–	(14)	(23)
Contrats de change	–	–	(76)	(102)	–	–	(76)	(102)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	–	(269)	(454)	(4)	(15)	(273)	(469)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(95)	(208)	(11)	(26)	–	–	(106)	(234)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	44	23	–	–	–	–	44	23
	24	(61)	(1)	(172)	(2)	(15)	21	(248)

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

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Instruments dérivés^{1,2}
Solde au 31 décembre 2010	(8)
Nouveaux contrats	1
Règlements	2
Transferts du troisième niveau	3
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(13)
Solde au 31 décembre 2011	(15)
Règlements	(1)
Transferts du troisième niveau	(21)
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	11
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	24
Solde au 31 décembre 2012	(2)

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

² Au 31 décembre 2012, il n'y avait aucun gain non réalisé ni aucune perte non réalisée inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés toujours détenus à la date du bilan de 1 million de dollars (néant en 2011).

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 4 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 décembre 2012.

22. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2012	2011	2010
Diminution (augmentation) des débiteurs	50	(34)	(277)
Diminution des stocks	27	3	25
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	64	(15)	(90)
Augmentation des créiteurs et autres	146	243	64
Augmentation (diminution) des intérêts courus	-	10	(14)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	287	207	(292)

23. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Énergie

CrossAlta

Le 18 décembre 2012, TCPL a acheté la participation de 40 % de BP dans les actifs de l'installation de Crossfield Gas Storage et la participation de BP dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (collectivement, « CrossAlta ») en contrepartie de 214 millions de dollars en trésorerie, déduction faite de la trésorerie acquise, et la société détient et exploite désormais 100 % de ces installations. L'acquisition rehaussera la capacité de TCPL d'assurer des services fiables aux marchés gaziers de l'Ouest canadien, ce qui cadre avec la stratégie de croissance de l'entreprise de stockage de gaz naturel de TCPL.

La société a évalué les actifs et passifs acquis à leur juste valeur et l'opération n'a donné lieu à aucun écart d'acquisition. Les produits et les résultats pro forma pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 présument que l'acquisition a eu lieu au début de l'exercice et ne seraient pas sensiblement différents des résultats présentés.

Au moment de l'acquisition, TCPL a commencé à consolider les résultats de CrossAlta. Avant l'acquisition, TCPL suivait la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour sa participation de 60 % dans CrossAlta.

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 elle 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).

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 :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements, montant net
2013	82	(8)	74
2014	80	(8)	72
2015	80	(7)	73
2016	81	(4)	77
2017	80	(2)	78
2018 et par la suite	374	(1)	373
	777	(30)	747

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 2012 se sont élevées à 84 millions de dollars (79 millions de dollars en 2011; 80 millions de dollars en 2010).

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 2012 était de 303 millions de dollars (394 millions de dollars en 2011; 363 millions de dollars en 2010). Les capacités de production et les dates d'échéance des CAE s'établissent comme suit :

	Mégawatts	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sundance B ¹	353	31 décembre 2020
Sheerness	756	31 décembre 2020

¹ Détenue dans le cadre de la participation de 50 % de TCPL dans ASTC Power Partnership.

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 2012, TCPL devait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1 322 millions de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés au réseau de l'Alberta et aux projets pipeliniers au Mexique.

Au 31 décembre 2012, la société devait engager, dans le secteur des oléoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1 732 millions de dollars principalement pour les coûts de construction de Keystone XL et du projet de la côte du golfe.

Au 31 décembre 2012, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 62 millions de dollars se rapportant au coût en capital pour la centrale de Napanee.

Le 15 décembre 2011, TCPL a convenu d'acheter, en contrepartie de 476 millions de dollars, neuf projets d'énergie solaire en Ontario auprès de Canadian Solar Solutions Inc., ayant une capacité cumulée de 86 MW. Selon les modalités de l'entente, les travaux d'aménagement et de construction de chacun de ces neuf projets d'énergie solaire 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 le début de 2013 et la fin de 2014, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2012, la société avait constaté quelque 37 millions de dollars (49 millions de dollars en 2011) 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 et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL et ses partenaires en coentreprise pour Bruce B, 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. Les garanties de Bruce B échoient en 2018, exception faite d'une garantie, pour laquelle il n'y a aucune échéance, et qui ne comporte aucun risque. En outre, TCPL et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à une entente de sous-location, à l'entente conclue avec l'OEO et prévoyant la remise en service des réacteurs de Bruce A ainsi qu'à d'autres obligations financières. Les garanties pour Bruce A échoient en 2019. La quote-part de TCPL du risque inhérent aux garanties de Bruce A et de Bruce B était évaluée à 897 millions de dollars au 31 décembre 2012. La valeur comptable de ces garanties de Bruce Power au 31 décembre 2012 est évaluée à 10 millions de dollars, montant inclus dans les autres passifs à long terme. 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. Les garanties échoient de 2013 à 2040. Au 31 décembre 2012, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 43 millions de dollars à un maximum de 89 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties était évaluée à 7 millions de dollars au 31 décembre 2012 et elle a été incluse dans les autres passifs à long terme. 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.

25. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations suivantes sont incluses dans les montants à recevoir de TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Échéance	2012		2011	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte ¹	2013	2 889	1,4 %	2 849	1,4 %
Facilité de crédit ²		(1 240)	3,0 %	(1 435)	3,0 %
Facilité de crédit ³	2014	(664)	3,8 %	(664)	3,8 %
		985		750	

¹ L'intérêt sur les billets à escompte est équivalent aux taux courants pour le papier commercial.

² TCPL a établi auprès de TransCanada une facilité de crédit renouvelable remboursable à vue 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.

³ TransCanada détient une facilité de crédit non garantie de 3,5 milliards de dollars auprès d'une filiale de TCPL. L'intérêt sur cette facilité est imputé au taux préférentiel de Reuters majoré de 75 points de base.

En 2012, les intérêts débiteurs comprenaient un montant de 61 millions de dollars (140 millions en 2011; 70 millions de dollars en 2010) et un montant de 41 millions de dollars (35 millions de dollars en 2011; 19 millions de dollars en 2010) au titre des intérêts créditeurs en raison d'emprunts intersociétés.

Au 31 décembre 2012, les créditeurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars à payer à TransCanada (2 millions de dollars en 2011).

La société a effectué des paiements d'intérêt de 62 millions de dollars à TransCanada en 2012 (144 millions de dollars en 2011; 66 millions de dollars en 2010).

26. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 15 janvier 2013, TCPL a émis des billets de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt au taux de 0,75 %.

Le 17 janvier 2013 TCPL a émis 7,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, ce qui a donné lieu à un produit de 345 millions de dollars.

Points saillants des résultats financiers des trois derniers exercices

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2012	2011	2010
État des résultats			
Produits	8 007	7 839	6 852
BAlIA			
Gazoducs	2 741	2 875	2 816
Oléoducs	698	587	–
Énergie	882	1 119	976
Siège social	(97)	(86)	(99)
	4 224	4 495	3 693
Amortissement	(1 375)	(1 328)	(1 160)
BAlI	2 849	3 167	2 533
Charges financières et autres	(912)	(989)	(660)
Impôts sur le bénéfice	(461)	(546)	(372)
Arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	(20)	–	–
Provision pour évaluation au titre du PGM	–	–	(146)
Bénéfice net	1 456	1 632	1 355
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(96)	(107)	(93)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 360	1 525	1 262
Dividendes sur les actions privilégiées	(22)	(22)	(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 338	1 503	1 240
Résultat comparable	1 369	1 536	1 364
État des flux de trésorerie			
Fonds provenant de l'exploitation	3 259	3 360	3 109
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	287	207	(292)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 546	3 567	2 817
Dépenses en immobilisations	2 595	2 513	4 376
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	214	–	–
Dividendes en trésorerie sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	1 248	1 185	1 109
Bilan			
Actif			
Immobilisations corporelles :	33 713	32 467	30 987
Total de l'actif	49 335	48 066	46 595
Structure du capital			
Dette à long terme	18 913	18 659	18 016
Billets subordonnés de rang inférieur	994	1 016	993
Participations sans contrôle	1 036	1 076	768
Actions privilégiées	389	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	17 915	17 543	14 988
Données par action ordinaire (en dollars)			
Bénéfice net – de base et dilué	1,81 \$	2,22 \$	1,87 \$
Données par action privilégiée (en dollars)			
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série U	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série Y	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Ratios financiers			
Ratio du bénéfice sur les charges fixes ¹	2,2	2,4	1,8

¹ Le ratio du bénéfice sur les charges fixes est calculé en divisant le bénéfice par les charges fixes. Le bénéfice est calculé en tant que la somme du BAlI 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 et des intérêts capitalisés.

ÉQUIPE DE DIRECTION

de gauche à droite **Dennis McConaghy**, Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise | **Sean McMaster**, Vice-président directeur, Relations avec les parties prenantes et chef du contentieux | **Greg Lohnes**, Vice-président directeur, Exploitation et grands projets | **Russ Girling**, Président et chef de la direction | **Don Marchand**, Vice-président directeur et chef des finances | **Wendy Hanrahan**, Vice-présidente directrice, Services généraux | **Alex Pourbaix**, Président, Énergie et oléoducs | **Karl Johansson**, Vice-président directeur et président, Gazoducs





NOS VALEURS | INTÉGRITÉ | RESPONSABILITÉ | COLLABORATION | INNOVATION

NOTRE VISION

TransCanada sera le chef de file 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 bénéficie ou peut acquérir un important avantage concurrentiel.

TransCanada Corporation

TransCanada Tower
450 First Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
1.403.920.2000 1.800.661.3805

Recycler s.v.p. 

Imprimé au Canada en mars 2013



Consultez le 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)
Suivez-nous sur Twitter : @TransCanada

