



OCCASIONS

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a élargi son portefeuille de projets garantis sur le plan commercial, qui atteint 38 milliards de dollars. Ces projets reposent tous sur de solides indicateurs fondamentaux du marché et des contrats à long terme.



GAZ NATUREL



ÉNERGIE



PÉTROLE



COLLECTIVITÉS



RÉSULTATS

L'achèvement de ces projets transformera notre entreprise. Notre empreinte, notre diversité et nos produits d'exploitation s'en trouveront améliorés.



GENS



SOLIDITÉ
FINANCIÈRE



POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2013

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES : 1,8 MILLIARD DE DOLLARS OU **2,36 \$** PAR ACTION

RÉSULTAT COMPARABLE⁽¹⁾ : 1,6 MILLIARD DE DOLLARS

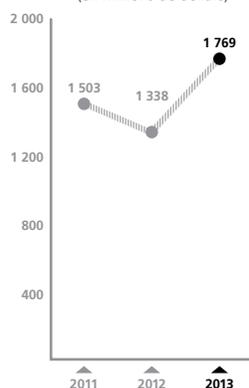
BÉNÉFICE AVANT LES INTÉRÊTS, LES IMPÔTS ET L'AMORTISSEMENT COMPARABLE⁽¹⁾ : 4,9 MILLIARDS DE DOLLARS

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION⁽¹⁾ : 4,0 MILLIARDS DE DOLLARS

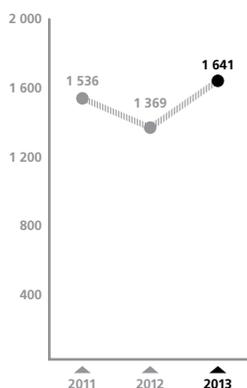
DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR

DE CONSOLIDATION ET ACQUISITIONS : 4,8 MILLIARDS DE DOLLARS

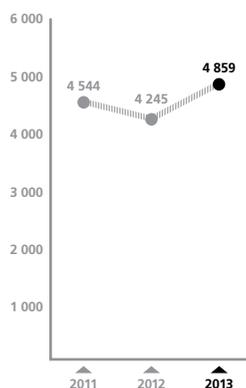
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
(en millions de dollars)



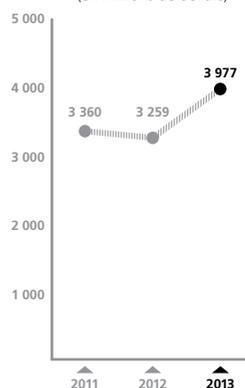
Résultat comparable⁽¹⁾
(en millions de dollars)



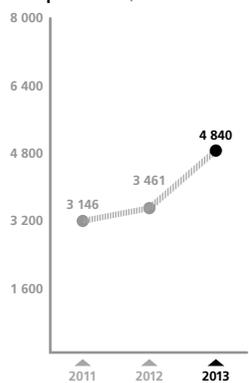
BAIIA comparable⁽¹⁾
(en millions de dollars)



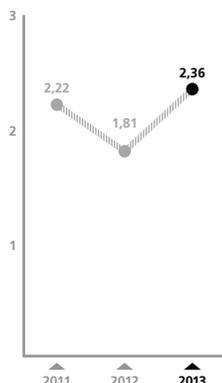
Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾
(en millions de dollars)



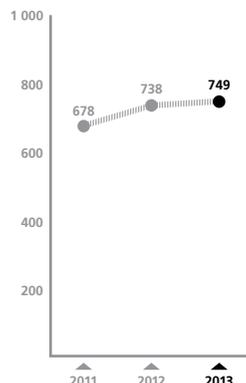
Dépenses en immobilisations, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions (en millions de dollars)



Bénéfice net par action – de base et dilué
(en dollars)

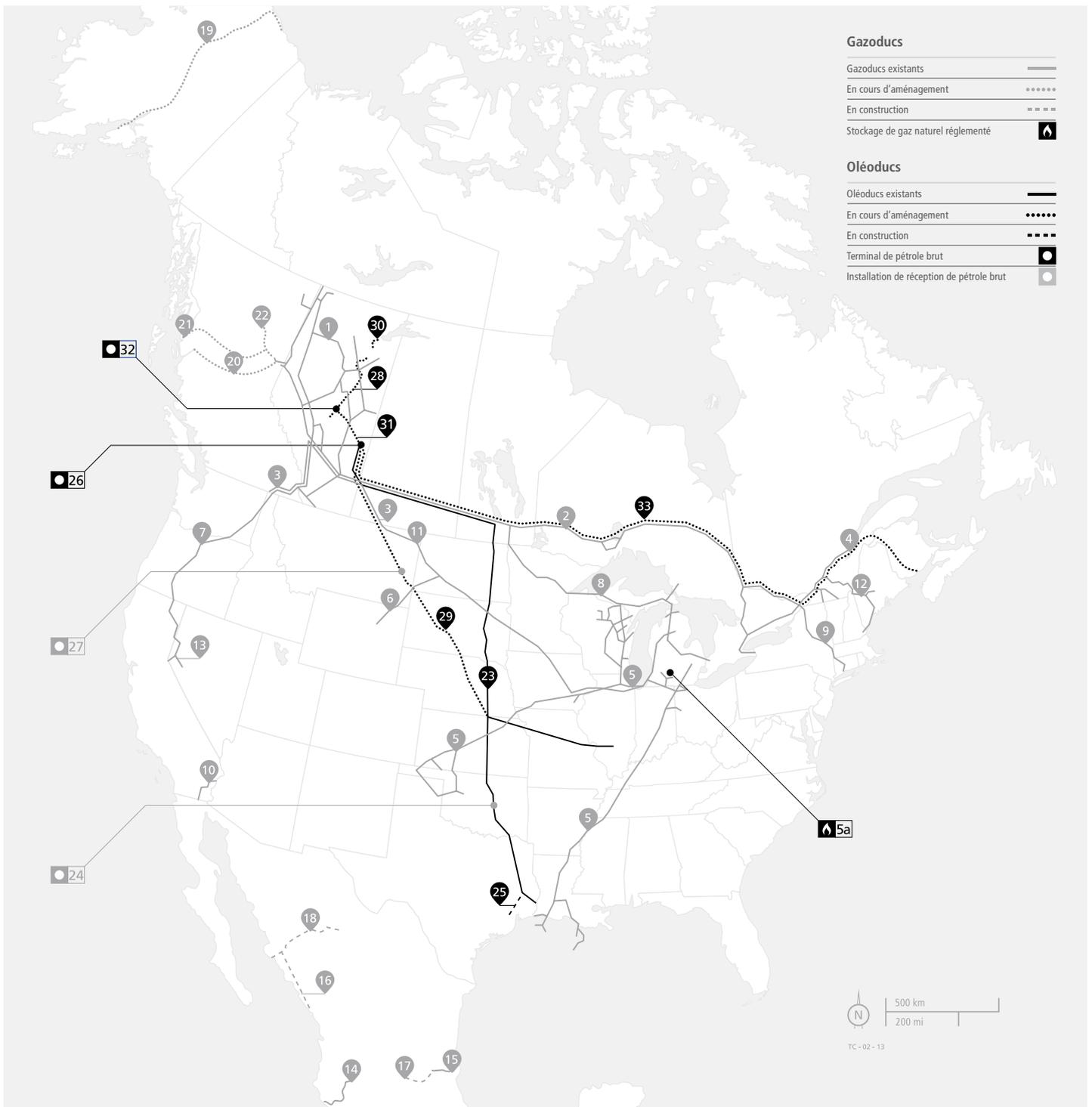


Actions ordinaires en circulation – moyenne
(en millions d'actions)



(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 2013.

Informations prospectives et mesures non conformes aux PCGR On fait référence dans ces pages à des informations prospectives et à certaines mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, et sur les rapprochements des mesures non conformes aux PCGR aux mesures conformes aux PCGR les plus semblables, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2013 de TransCanada déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consultés à TransCanada.com.



Gazoducs

Gazoducs au Canada

1	Réseau de NGTL	—
2	Réseau principal au Canada	—
3	Foothills	—
4	TransQuébec & Maritimes (« TQM »)	—

Gazoducs aux États-Unis

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

Gazoducs aux États-Unis (suite)

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

Gazoducs au Mexique

14	Guadalajara	—
15	Tamazunchale	—

En construction

16	Gazoduc de Mazatlan	----
17	Prolongement du gazoduc de Tamazunchale	----
18	Gazoduc de Topolobampo	----

En cours d'aménagement

19	Gazoduc de GNL de l'Alaska
20	Coastal GasLink
21	Projet gazier de Prince Rupert
22	Réseau principal North Montney

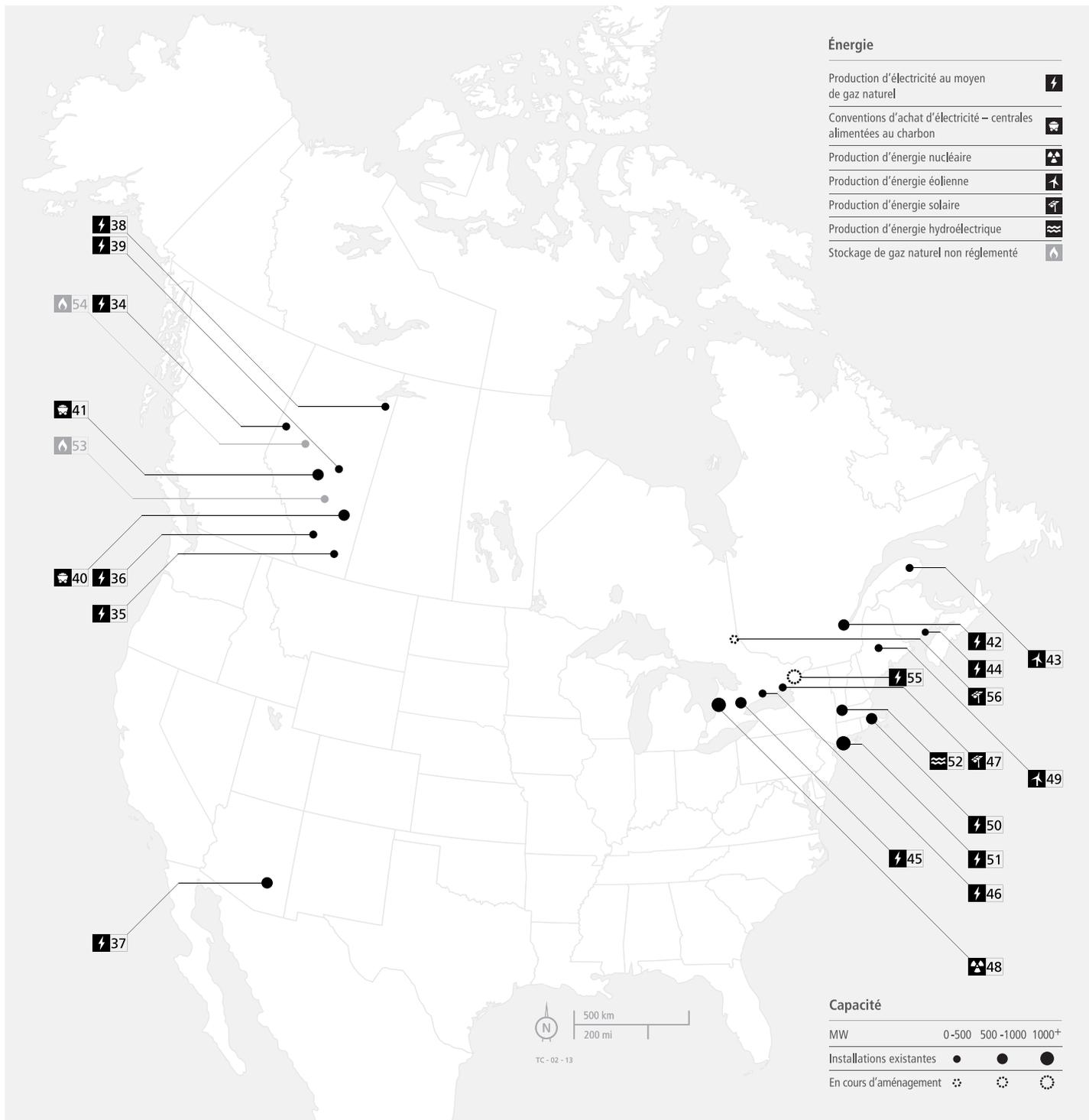
Oléoducs

Oléoducs canado-américains

23	Réseau d'oléoducs Keystone	—
En construction		
24	Installation de réception Marketlink de Cushing	■
25	Latéral et terminal de Houston	----
26	Terminal de Keystone à Hardisty	■

En cours d'aménagement

27	Installation de réception Marketlink de Bakken	■
28	Oléoduc Grand Rapids
29	Keystone XL
30	Oléoduc Northern Courier
31	Oléoduc Heartland
32	Terminaux de TC	■
33	Oléoduc Énergie Est



Énergie

Canada – Installations énergétiques de l'Ouest

34 Bear Creek	⚡
35 Cancarb	⚡
36 Carseland	⚡
37 Coolidge 1	⚡
38 Mackay River	⚡
39 Redwater	⚡
40 CAE de Sheerness	⚡
41 CAE de Sundance A	⚡
41 CAE de Sundance B	⚡

Canada – Installations énergétiques de l'Est

42 Bécancour	⚡
43 Cartier énergie éolienne	⚡
44 Grandview	⚡
45 Halton Hills	⚡
46 Portland Energy	⚡
47 Énergie solaire en Ontario (4 centrales)	☀️

Bruce Power

48 Bruce A	☢️
48 Bruce B	☢️

Installations énergétiques aux États-Unis

49 Parc éolien de Kibby	⚡
50 Ocean State Power	⚡
51 Ravenswood	⚡
52 TC Hydro	⚡

Stockage de gaz naturel non réglementé

53 CrossAlta	⚡
54 Edson	⚡

En cours d'aménagement

55 Napanee	⚡
56 Énergie solaire en Ontario (5 centrales)	☀️

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

Rapport de gestion

Le 19 février 2014

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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 2013, qui ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »).

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 2013	7
• Perspectives	11
• Mesures non conformes aux PCGR	13
GAZODUCS	17
OLÉODUCS	35
ÉNERGIE	45
SIÈGE SOCIAL	67
SITUATION FINANCIÈRE	69
AUTRES RENSEIGNEMENTS	78
• Risques et gestion des risques	78
• Contrôles et procédures	85
• Attestations du chef de la direction et du chef des finances	86
• Estimations comptables critiques	86
• Instruments financiers	89
• Modifications comptables	92
• Résultats trimestriels	93
GLOSSAIRE	100

Au sujet de la présente publication

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

Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 100.

Tous les renseignements sont en date du 19 février 2014 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 semblables. 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 et les options de financement futur à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les échéanciers 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'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- 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 de modifications aux normes comptables à venir, 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 capacité;
- le moment des opérations de financement et 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 pipelinrière;
- 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;
- les taux d'intérêt et les taux de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture économique 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, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il 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 commence à la page 168.

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

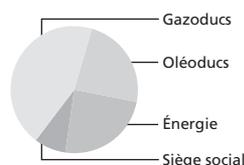
Forte d'une expérience de plus de 60 ans, TCPL est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Nous sommes une filiale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

TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

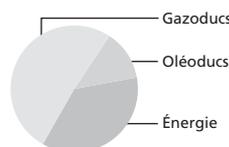
Nous divisons nos activités en trois secteurs : les gazoducs, les oléoducs et l'énergie. Nous comptons aussi un secteur qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées visant à appuyer les secteurs d'exploitation et à en assurer la gouvernance.

Le portefeuille d'actifs énergétiques de 54 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.

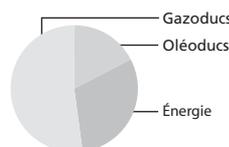
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	Variation %
Total de l'actif			
Gazoducs	25 165	23 210	8 %
Oléoducs	13 253	10 485	26 %
Énergie	13 747	13 157	4 %
Siège social	4 461	4 450	- %
	56 626	51 302	10 %



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	Variation %
Total des produits			
Gazoducs	4 497	4 264	5 %
Oléoducs	1 124	1 039	8 %
Énergie	3 176	2 704	17 %
	8 797	8 007	10 %



exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	Variation %
BAIL comparable¹			
Gazoducs	1 839	1 808	2 %
Oléoducs	603	553	9 %
Énergie	1 069	620	72 %
Siège social	(124)	(111)	12 %
	3 387	2 870	18 %



¹ Le BAIL comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Pour plus de renseignements, voir la page 13.

Actions ordinaires en circulation – moyenne

(en millions)

2013	749
2012	738
2011	678

en date du 14 février 2014
Actions ordinaires

Émises et en circulation

766 millions

Actions privilégiées

Émises et en circulation

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 conventions de vente d'énergie à long terme et des conventions commerciales à plus court terme à des clients de gros et à la demande servent à gérer et à optimiser notre portefeuille et à gérer la volatilité des prix.

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 et de longue durée dans le cadre de notre programme d'investissement de 38 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 aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités de construction et d'intégration de nouvelles installations énergétiques et pipeliniers.
- 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.

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'acquérir et d'aménager des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent d'accéder à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- Nous attendons que les conditions du marché soient favorables et que les risques et les rendements 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

Nous tirons notre avantage concurrentiel de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques et d'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, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Un modèle commercial à faibles risques sert à maximiser la valeur des actifs et des 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'obtenir leur confiance et leur soutien.

Programme d'investissement de 38 milliards de dollars

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 38 milliards de dollars. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Le programme d'investissement de 38 milliards de dollars comprend pour 12 milliards de dollars de projets de faible ou de moyenne envergure et 26 milliards de dollars de grands projets. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence des taux de change et des intérêts capitalisés.

au 31 décembre 2013 (en milliards de dollars)	Année de mise en service	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de faible ou de moyenne envergure			
Côte du golfe du Mexique ¹	Janvier 2014	2,6 (US)	2,3 (US)
Énergie solaire en Ontario	2014	0,5	0,2
Prolongement de Tamazunchale	2014	0,5 (US)	0,4 (US)
Latéral et terminal de Houston	2015	0,4 (US)	0,1 (US)
Heartland et terminaux de TC	2016	0,9	-
Terminal de Keystone à Hardisty	2016	0,3	0,1
Topolobampo	2016	1,0 (US)	0,4 (US)
Mazatlan	2016	0,4 (US)	0,1 (US)
Grand Rapids ²	2015-2017	1,5	0,1
Northern Courier	2017	0,8	0,1
Réseau de NGTL	2014-2018	2,0	0,2
Napanee	2017 ou 2018	1,0	-
		11,9	4,0
Grands projets³			
Keystone XL ⁴	Environ 2 ans après la réception du permis	5,4 (US)	2,2 (US)
Énergie Est ⁵	2018	12,0	0,2
Installation de transport de gaz de Prince Rupert	2018	5,0	0,1
Coastal GasLink	2018+	4,0	0,1
		26,4	2,6
		38,3	6,6

¹ Date d'entrée en service commerciale : le 22 janvier 2014.

² Correspond à notre participation de 50 %.

³ Sous réserve d'ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis et du calendrier des travaux.

⁴ Le coût estimatif du projet augmentera en fonction du moment de l'obtention du permis présidentiel.

⁵ Les données ne tiennent pas compte du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2013

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.

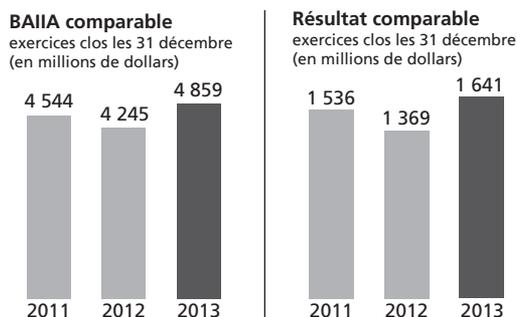
Points saillants

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, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 13 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.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
Produits	8 797	8 007	7 839
BAIIA comparable	4 859	4 245	4 544
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 769	1 338	1 503
par action ordinaire – de base et dilué	2,36	1,81	2,22
Résultat comparable	1 641	1 369	1 536
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Fonds provenant de l'exploitation	3 977	3 259	3 360
(Augmentation) diminution du fonds de roulement	(334)	287	207
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 643	3 546	3 567
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	4 461	2 595	2 513
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	163	652	633
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	216	214	-
Bilan			
Total de l'actif	56 626	51 302	50 165
Dette à long terme	22 865	18 913	18 659
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	994	1 016
Actions privilégiées	194	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	19 827	17 915	17 543

Résultat comparable et bénéfice net

Résultat comparable



En 2013, le résultat comparable a progressé de 272 millions de dollars comparativement à 2012.

L'augmentation du résultat comparable s'explique par :

- la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4;
- le résultat supplémentaire du réseau principal au Canada en raison d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») plus élevé en 2013 (11,50 %) que l'année précédente (8,08 %), à la suite de la décision rendue en 2013 par l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») à l'égard de la proposition de restructuration au Canada;
- le résultat supplémentaire des installations énergétiques aux États-Unis découlant de la hausse des prix de capacité de New York et des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat plus élevé du réseau de NGTL en raison du relèvement de la base tarifaire et des incidences du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013;
- le relèvement du résultat du réseau d'oléoducs Keystone, en raison surtout de la hausse des volumes;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest en raison de l'accroissement des volumes achetés dans le cadre de conventions d'achat d'électricité (« CAE »).

Ces hausses ont en partie été annulées par l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison d'une diminution du résultat d'ANR et de Great Lakes.

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

Le recul du résultat comparable s'explique par :

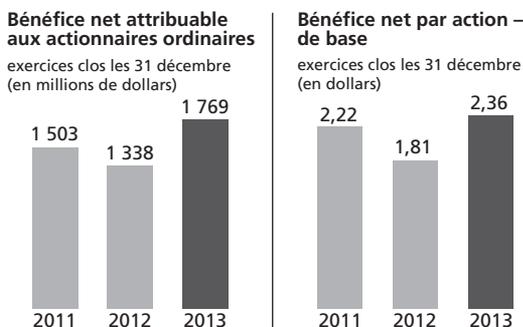
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest compte tenu de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A pendant toute la durée de l'exercice;
- la baisse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power du fait du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- la baisse du bénéfice net du réseau principal au Canada en 2012, 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 produits attribuable à la diminution 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 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;
- le recul des intérêts débiteurs comparables, principalement en raison des intérêts débiteurs moins élevés sur les montants à payer à des sociétés affiliées, en partie annulé par l'émission de nouveaux titres d'emprunt en 2011 et en 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.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires



En 2013, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 769 millions de dollars, soit 431 millions de dollars de plus qu'en 2012 (1 338 millions de dollars en 2012; 1 503 millions de dollars en 2011).

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires comprend le résultat comparable dont il est fait état ci-dessus ainsi que d'autres postes particuliers qui sont exclus du résultat comparable. Consulter la page 13 pour voir une explication des éléments particuliers compris dans les mesures non conformes aux PCGR. Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net entre 2011 et 2013 :

- l'inscription en 2013 d'un bénéfice net de 84 millions de dollars lié aux résultats de 2012 découlant de la décision de l'ONÉ;
- un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice de 25 millions de dollars en 2013 en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.I;
- une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) en 2012 à la suite de la décision d'arbitrage au sujet de la 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;
- l'incidence de certaines activités de gestion des risques, chaque exercice.

Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation affichent une progression de 22 % cette année, comparativement à l'exercice précédent, essentiellement pour les mêmes raisons que celles expliquant l'augmentation du résultat comparable décrite ci-dessus.

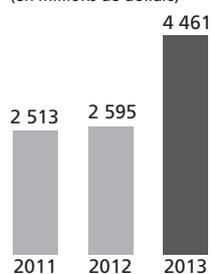


Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses en immobilisations

Nous avons investi 4,5 milliards de dollars dans des projets de notre programme d'investissement continu, au lieu des 6,4 milliards de dollars prévus en 2013, en raison principalement du retard dans l'obtention des permis touchant le projet Keystone XL. Le programme d'investissement 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, qui devrait produire un résultat et des flux de trésorerie stables et prévisibles pendant les prochaines années.

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



Dépenses en immobilisations

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Gazoducs	1 776	1 389	917
Oléoducs	2 483	1 145	1 204
Énergie	152	24	384
Siège social	50	37	8
	4 461	2 595	2 513

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

Nous avons investi 0,2 milliard de dollars en 2013 dans des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, ainsi que 0,2 milliard de dollars pour l'achat de quatre installations d'énergie solaire de Canadian Solar Solutions Inc.

Bilan

Nous avons maintenu un bilan solide tout en accroissant le total de nos actifs de 6,5 milliards de dollars depuis 2011. Au 31 décembre 2013, le capital-actions ordinaire comptait pour 47 % de la structure du capital (47 % en 2012). Consulter la page 70 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Régime de réinvestissement des dividendes

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

Avant 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 annuel sur les actions ordinaires depuis 2011 résulte en partie de ce changement, auquel s'ajoute l'incidence des hausses du taux annuel entre 2011 et 2013.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

Le dividende déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2014 est d'un montant égal au dividende devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2014.

Dividendes annuels sur les actions privilégiées

En janvier 2014, nous avons annoncé le rachat de la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation le 5 mars 2014 au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,2455 \$ au titre des dividendes courus et impayés à la date de rachat visée.

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Actions ordinaires	1 285	1 226	1 163
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 2014 soit supérieur à celui de 2013, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la mise en service commerciale du projet de la côte du golfe du Mexique en janvier 2014;
- l'entrée en service du prolongement du gazoduc de Tamazunchale prévue pour le deuxième trimestre de 2014;
- l'augmentation prévue de la capacité projetée et des prix des produits de base dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre;
- le résultat des quatre installations d'énergie solaire acquises en 2013 pendant un exercice complet ainsi que des autres installations d'énergie solaire dont l'acquisition est prévue en 2014;
- la diminution projetée des prix de l'électricité en Alberta en raison de la baisse des écarts pour le stockage du gaz;
- l'absence de résultat de la part de Cancarb Limited et de l'installation connexe de production d'électricité après la vente qui devrait être conclue d'ici la fin du premier trimestre de 2014;
- la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration liés aux nouveaux projets axés sur la croissance.

Les résultats de nos activités aux États-Unis sont assujettis aux fluctuations des taux de change, lesquelles sont elles-mêmes annulées en grande partie par les activités de couverture comptabilisées dans le secteur du siège social.

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles seront rendues, auront une incidence sur le résultat du secteur des gazoducs en 2014. Le résultat subira aussi les effets de la conjoncture, laquelle a une incidence sur la demande et sur les tarifs obtenus 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.

En 2014, le réseau principal au Canada sera encore exploité conformément à la décision rendue par l'ONÉ et prévoyant un RCA de 11,50 %. Nous croyons que le relèvement de la base tarifaire du réseau de NGTL se poursuivra à mesure que les nouveaux gisements de gaz naturel du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de l'Ouest de l'Alberta seront mis en valeur en 2014.

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. ANR et Great Lakes ont été davantage exposés aux effets des renouvellements des contrats de transport et de stockage, ce qui a entraîné une baisse des résultats en 2012 et en 2013, lorsque les montants liés aux activités de transport et de stockage ont chuté à des creux historiques. ANR et GLGT se penchent actuellement sur des modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin d'optimiser leur position pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements, en particulier dans les zones schisteuses d'Utica et de Marcellus, ainsi que de la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel. En outre, les mesures importantes prises actuellement pour réduire les coûts d'exploitation de nos installations pipelinières aux États-Unis devraient permettre de résoudre les enjeux touchant les produits dans l'immédiat. De façon globale, en 2014, nous nous attendons à ce que le résultat des gazoducs aux États-Unis soit comparable à celui de 2013.

Le résultat tiré des gazoducs au Mexique devrait être plus élevé en 2014 qu'en 2013 à la suite de l'entrée en service du prolongement du gazoduc de Tamazunchale au deuxième trimestre de 2014. Le résultat de nos actifs d'exploitation devrait se comparer à celui de 2013 en raison de la longue durée des contrats conclus à l'égard de ces réseaux pipeliniers.

Oléoducs

Le résultat tiré des oléoducs vient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en contrepartie de paiements mensuels fixes non liés aux volumes réellement livrés. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire.

La mise en service commerciale du projet de la côte du golfe du Mexique, qui prolonge le réseau d'oléoducs Keystone, a eu lieu en janvier 2014 et devrait avoir un effet positif sur le résultat du secteur des oléoducs en 2014. Bien qu'une grande partie de la capacité de ce tronçon ait fait l'objet de contrats, le résultat réel en 2014 sera lié aux niveaux et aux prix des livraisons mensuelles de volumes sur le marché au comptant, qui dépendent de la capacité disponible, de l'état du marché et des options de transport concurrentes.

Énergie

L'augmentation des arrêts d'exploitation des centrales et d'autres défis d'approvisionnement qui se sont traduits par des prix plus élevés que les prévisions et par une plus grande volatilité dans le marché de l'électricité de l'Alberta en 2013 ne devraient pas persister en 2014. La vente de Cancarb Limited et de son installation de production d'électricité, qui devrait se conclure vers la fin du premier trimestre de 2014, ainsi que des prévisions de prix à la baisse devraient faire fléchir le résultat des installations énergétiques de l'Ouest en 2014.

En 2014, le résultat des installations énergétiques de l'Est devrait être relativement comparable à celui de 2013, en raison de l'exploitation de quatre installations d'énergie solaire sur un exercice complet, annulée par l'apport moins élevé des installations de Bécancour.

La quote-part du bénéfice dans Bruce Power devrait se comparer au résultat de 2013.

Le résultat des installations énergétiques aux États-Unis devrait être plus élevé en 2014 en raison de la majoration des prix de capacité réalisés et des prix de base, annulée partiellement par une contribution moins élevée de la commercialisation des ventes d'électricité. Les prix de base de l'électricité et du gaz naturel seront plus élevés en 2014. De même, l'intensification de la concurrence exercera une pression à la baisse sur les marges de commercialisation des ventes au détail et en gros et sur les volumes pour les installations énergétiques aux États-Unis.

Le rétrécissement des écarts de prix du gaz naturel d'une saison à l'autre se traduira vraisemblablement par une baisse du résultat provenant du stockage de gaz naturel.

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

Nous prévoyons consacrer environ 5 milliards de dollars en 2014 à des projets d'investissement nouveaux ou en cours, à l'exclusion du projet Keystone XL. Le montant et le moment des immobilisations dans Keystone XL seront liés à la décision du Département d'État des États-Unis d'émettre un permis présidentiel. La hausse des investissements prévue en 2014 s'explique par l'agrandissement du réseau de NGTL, le réseau pipelinier au Mexique et de nouveaux projets pipeliniers axés sur la croissance, entre autres les projets pipeliniers Heartland, Northern Courier et Grand Rapids.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAII;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR 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 résultat 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 résultat 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 9 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. Ces mesures comparables sont calculées de

manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque trimestre au besoin.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
BAIIA comparable	BAIIA
BAII comparable	BAII
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	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 le bénéfice;
- 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 l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- de réductions de valeur d'actifs et de participations.

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)	2013	2012	2011
BAIIA	4 958	4 224	4 495
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	(44)	21	49
Décision de l'ONÉ – 2012	(55)	-	-
BAIIA comparable	4 859	4 245	4 544
Amortissement comparable	(1 472)	(1 375)	(1 328)
BAII comparable	3 387	2 870	3 216
Autres postes de l'état des résultats			
Intérêts débiteurs comparables	(1 045)	(1 037)	(1 080)
Intérêts créditeurs et autres comparables	80	126	94
Charge d'impôts comparable	(656)	(472)	(565)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(105)	(96)	(107)
Dividendes sur les actions privilégiées	(20)	(22)	(22)
Résultat comparable	1 641	1 369	1 536
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Décision de l'ONÉ – 2012	84	-	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	25	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	(15)	-
Activités de gestion des risques ¹	19	(16)	(33)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 769	1 338	1 503
Amortissement comparable	(1 472)	(1 375)	(1 328)
Poste particulier :			
Décision de l'ONÉ – 2012	(13)	-	-
Amortissement	(1 485)	(1 375)	(1 328)
Intérêts débiteurs comparables	(1 045)	(1 037)	(1 080)
Postes particuliers :			
Décision de l'ONÉ – 2012	(1)	-	-
Activités de gestion des risques ¹	-	-	2
Intérêts débiteurs	(1 046)	(1 037)	(1 078)
Intérêts créditeurs et autres comparables	80	126	94
Postes particuliers :			
Décision de l'ONÉ – 2012	1	-	-
Activités de gestion des risques ¹	(9)	(1)	(5)
Intérêts créditeurs et autres	72	125	89

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2011
Charge d'impôts comparable	(656)	(472)	(565)
Postes particuliers :			
Décision de l'ONÉ – 2012	42	-	-
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	25	-	-
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2011	-	5	-
Activités de gestion des risques ¹	(16)	6	19
Charge d'impôts	(605)	(461)	(546)

¹

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Installations énergétiques au Canada	(4)	4	1
Installations énergétiques aux États-Unis	50	(1)	(48)
Stockage de gaz naturel	(2)	(24)	(2)
Taux d'intérêt	-	-	2
Change	(9)	(1)	(5)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(16)	6	19
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	19	(16)	(33)

BAIIA comparable et BAII comparable selon le secteur d'exploitation

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 852	752	1 363	(108)	4 859
Amortissement comparable	(1 013)	(149)	(294)	(16)	(1 472)
BAII comparable	1 839	603	1 069	(124)	3 387

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 comparable	(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)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 875	587	1 168	(86)	4 544
Amortissement comparable	(923)	(130)	(261)	(14)	(1 328)
BAII comparable	1 952	457	907	(100)	3 216

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 plus de 80 % de la demande canadienne et à environ 15 % de la demande américaine 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 milliards de pieds cubes (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.

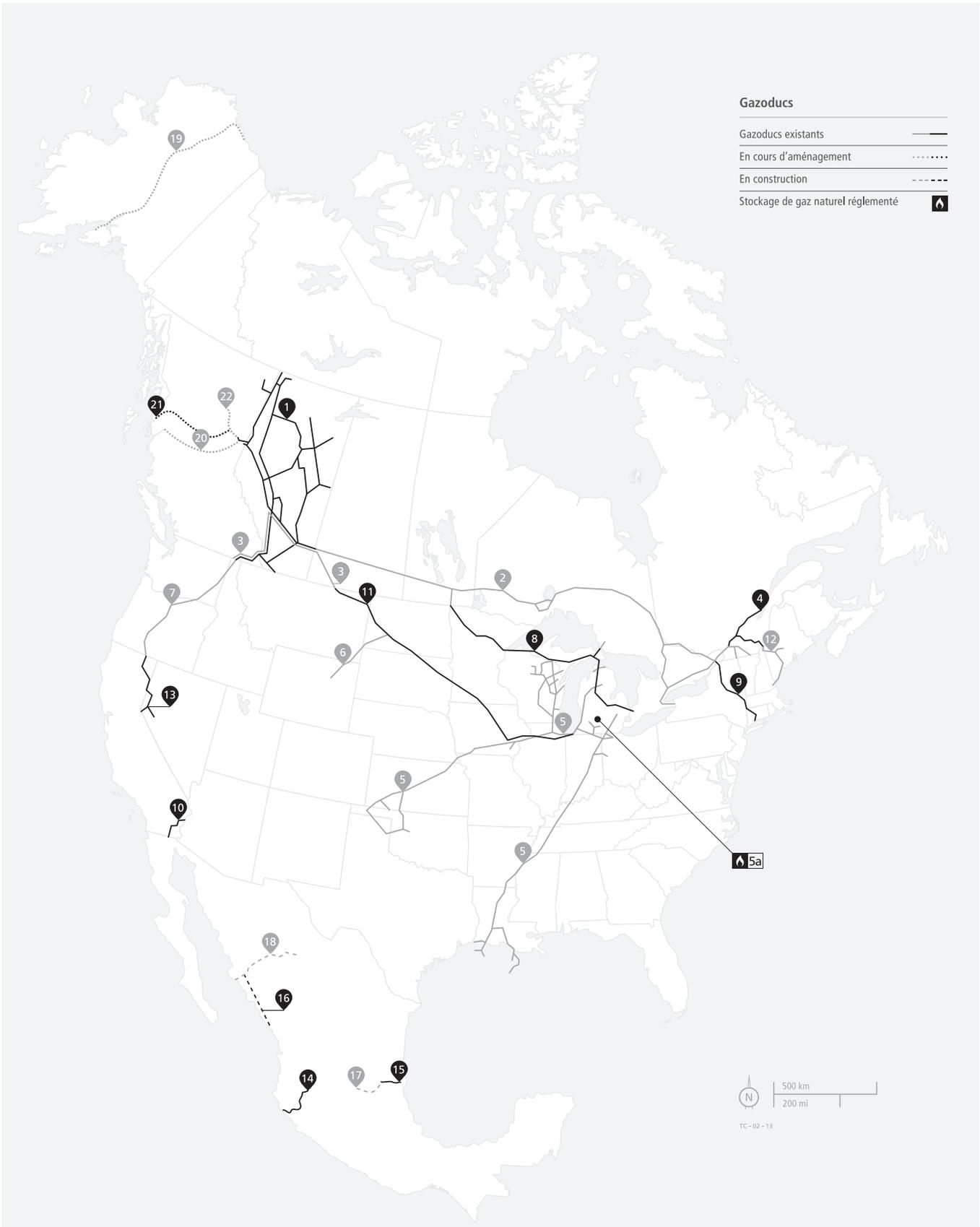
Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

- de nouvelles possibilités d'aménagement, par exemple une infrastructure d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») à partir de la côte Ouest du Canada et l'aménagement de nouveaux gazoducs au Mexique;
- le raccordement des gazoducs à de nouveaux approvisionnements de gaz de schiste et autres au Canada et aux États-Unis;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor;

qui jouent un rôle critique pour répondre à la demande gazière croissante en Amérique du Nord.

Gazoducs

- Gazoducs existants ———
- En cours 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 de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

	longueur	description	participation effective
Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL 24 522 km (15 237 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 14 114 km (8 770 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et qui dessert les marchés de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis.	100 %
3	Foothills 1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les 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 16 121 km (10 017 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 sur la côte du golfe du Mexique et au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Indiana et en Ohio. Il se raccorde à Great Lakes.	100 %
5a	Stockage 250 Gpi ³	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 50,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	50,2 %
7	Gas Transmission Northwest (« GTN ») 2 178 km (1 353 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du 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 50,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 30 % et de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	50,2 %
8	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'Est du Canada et du haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 67 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	67 %
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 entre l'Arizona et la Californie, avant de se raccorder à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 28,9 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC Pipelines, LP.	28,9 %
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 14,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 28,9 % dans TC Pipelines, LP.	14,5 %
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'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 28,9 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC Pipelines, LP.	28,9 %
Gazoducs au Mexique			
14 Guadalajara	310 km (193 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
15 Tamazunchale	130 km (81 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.	100 %
En construction			
16 Gazoduc de Mazatlan	413 km (257 milles)	Gazoduc qui relie El Oro à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa, au Mexique, et qui sera raccordé au gazoduc Topolobampo à El Oro.	100 %
17 Prolongement du gazoduc 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, et dans d'autres régions du centre du Mexique.	100 %
18 Gazoduc de Topolobampo	530 km (329 milles)	Gazoduc de transport depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En cours d'aménagement			
19 Gazoduc de GNL de l'Alaska	1 448 km* (900 milles)	Aménagement d'un gazoduc entre Prudhoe Bay et des installations de GNL à Nikiski, en Alaska.	
20 Gazoduc Coastal GasLink	650 km* (404 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney, à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées pour l'exportation de GNL de LNG Canada, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
21 Projet gazier de Prince Rupert	750 km* (466 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement au réseau de NGTL 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.	100 %
22 Réseau principal North Montney	306 km* (190 milles)	Gazoduc de transport depuis la zone productrice de North Montney jusqu'au point de raccordement avec le réseau principal existant de NGTL à Groundbirch.	100 %
* 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 et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 13.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Gazoducs au Canada			
Réseau principal au Canada	1 121	994	1 058
Réseau de NGTL	846	749	742
Foothills	114	120	127
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	26	29	34
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	2 107	1 892	1 961
Amortissement comparable	(790)	(715)	(711)
BAII comparable des gazoducs au Canada	1 317	1 177	1 250
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)			
ANR	188	254	306
GTN ²	76	112	131
Great Lakes ³	34	62	101
TC PipeLines, LP ^{1,4}	72	74	85
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , Bison ² , Portland ⁵)	107	111	111
International (Gas Pacifico/INNERGY ¹ , Guadalajara ⁶ , Tamazunchale, TransGas ¹)	106	112	77
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(8)	(9)
Participations sans contrôle ⁷	186	161	173
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	759	878	975
Amortissement comparable	(217)	(218)	(214)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	542	660	761
Incidence du change	15	-	(7)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	557	660	754
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(35)	(29)	(52)
BAII comparable du secteur des gazoducs	1 839	1 808	1 952
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	2 852	2 741	2 875
Amortissement comparable	(1 013)	(933)	(923)
BAII comparable du secteur des gazoducs	1 839	1 808	1 952

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

² Les résultats tiennent compte de notre participation directe de 30 % depuis le 1^{er} juillet 2013. Avant cette date, notre participation directe était de 75 % à compter de mai 2011 et de 100 % avant mai 2011.

³ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁴ Depuis le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a diminué pour passer de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu une participation de 45 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP. Le tableau ci-dessous rend compte de notre participation dans TC PipeLines, LP et de notre participation dans GTN, Bison et Great Lakes par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP pendant les périodes visées.

	Pourcentage de participation au			
	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	3 mai 2011	1 ^{er} janvier 2011
TC PipeLines, LP	28,9	28,9	33,3	38,2
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
GTN/Bison	20,2	7,2	8,3	-
Great Lakes	13,4	13,4	15,5	17,7

⁵ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

⁶ Ces données sont comptabilisées depuis juin 2011.

⁷ 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.

Gazoducs au Canada

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Bénéfice net			
Réseau principal au Canada – bénéfice net	361	187	246
Réseau principal au Canada – résultat comparable	277	187	246
Réseau de NGTL	243	208	200
Base tarifaire moyenne			
Réseau principal au Canada	5 841	5 737	6 179
Réseau de NGTL	5 938	5 501	5 074

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction du RCA approuvé, de la base tarifaire, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des 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 n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

En 2013, le résultat comparable du réseau principal au Canada a augmenté de 90 millions de dollars comparativement à 2012, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ, qui a notamment approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2012 à 2017, contre un RCA de 8,08 % auparavant approuvé sur un ratio de capital-actions ordinaire réputé de 40 % ayant servi à comptabiliser le résultat en 2012. L'ONÉ a également approuvé un mécanisme de revenus incitatifs fondé sur le total des produits nets. En 2013, la progression du BAIIA comparable est surtout attribuable à la hausse du RCA et aux revenus incitatifs. Le bénéfice net de 361 millions de dollars constaté en 2013 comprenait un montant de 84 millions de dollars résultant des incidences, en 2012, de la décision de l'ONÉ, qui a été exclu du résultat comparable. Le bénéfice net en 2012 a reculé de 59 millions de dollars comparativement à 2011 en raison de l'absence de revenus incitatifs. De plus, la base tarifaire moyenne a été moins élevée du fait que l'amortissement annuel a dépassé les investissements de capitaux.

Le bénéfice net du réseau de NGTL en 2013 s'est chiffré à 35 millions de dollars de plus qu'en 2012. La hausse s'explique par la croissance de la base tarifaire moyenne liée aux investissements faits en 2012 et en 2013 et aux effets du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013. Ce règlement prévoit un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, comparé à un RCA de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2012, ainsi que des montants annuels fixes à l'égard de certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Le bénéfice net en 2012 s'est apprécié de 8 millions de dollars comparativement à celui de 2011. L'appréciation provenait essentiellement de la base tarifaire moyenne, annulée en partie par un recul des revenus incitatifs.

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

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale

Les volumes ayant fait l'objet de contrats, les volumes livrés réels 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 la valeur des contrats et de l'établissement des tarifs, selon la valeur attribuée par le marché à sa capacité de stockage, aux services de transport liés au stockage et aux 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 est inférieur de 119 millions de dollars US en 2013 par rapport à celui de l'année précédente. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits des services de transport et de stockage d'ANR, annulé par l'augmentation des ventes de produits de base connexes;
- de la progression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts des services fournis par d'autres pipelines à ANR;
- du recul des produits de Great Lakes découlant de la capacité non visée par des contrats;
- de la baisse des contributions de GTN et de Bison causée par la réduction de 83 %, en 2012, à 50 %, à partir du 1^{er} juillet 2013, de notre participation effective dans chacun de ces pipelines;
- de l'augmentation des contributions de Portland résultant de la hausse des produits à court terme.

Le BAIIA comparable des gazoducs des États-Unis et à l'échelle internationale s'établissait en 2012 à 97 millions de dollars US de moins qu'en 2011, ce qui est un effet net :

- 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 à ANR 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.

Amortissement comparable

L'amortissement comparable a connu une hausse de 80 millions de dollars en 2013 comparativement à 2012 en raison principalement du relèvement de la base tarifaire de NGTL et du taux d'amortissement composé établi dans le cadre du règlement de 2013-2014, ainsi que des effets de la décision de l'ONÉ. L'amortissement s'était établi en 2012 à 10 millions de dollars de plus qu'en 2011 principalement du fait de l'entrée en exploitation de Bison en janvier 2011 et de Guadalajara en juin 2011.

Expansion des affaires

En 2013, les charges d'expansion des affaires ont été de 6 millions de dollars supérieures à celles de l'exercice précédent et, en 2012, de 23 millions de dollars inférieures à celles de 2011. Ces mouvements s'expliquent en grande partie par la modification de la portée du projet de pipelines en Alaska. Consulter la page 32 pour avoir plus de précisions sur les projets en Alaska.

PERSPECTIVES

Gazoducs au Canada

Résultat

Le résultat des gazoducs au Canada 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.

En 2014, nous nous attendons à ce que l'exploitation du réseau principal au Canada se poursuive conformément aux dispositions de la décision de l'ONÉ, qui prévoyait un RCA de 11,50 %. Le résultat de 2014 devrait être semblable à celui de 2013.

Nous prévoyons que la base tarifaire du réseau de NGTL 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 reliées au réseau et que nous continuerons de répondre à la demande croissante dans le marché des sables bitumineux dans le Nord-Est de l'Alberta. Nous croyons que l'élargissement de la base tarifaire aura un effet positif sur le résultat en 2014.

Nous prévoyons également 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'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Gazoducs aux États-Unis

Résultat

Le résultat des gazoducs aux États-Unis varie en fonction de la capacité visée par des contrats 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 les 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 du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et de réglementation.

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme. ANR et Great Lakes ont été davantage exposés aux effets des renouvellements des contrats de transport et de stockage, ce qui a entraîné une baisse des résultats de 2012 et en 2013, lorsque les montants liés aux activités de transport et de stockage ont connu des creux historiques.

ANR et Great Lakes se penchent actuellement sur des modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin d'optimiser leur position pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements, en particulier dans les zones schisteuses d'Utica et de Marcellus, et de la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel. De plus, les mesures importantes prises actuellement pour réduire les coûts d'exploitation de nos installations pipelinières aux États-Unis devraient permettre de résoudre les enjeux touchant les produits dans l'immédiat. De façon globale, en 2014, nous nous attendons à ce que le résultat des gazoducs aux États-Unis soit comparable à celui de 2013.

Gazoducs au Mexique

Le résultat global de nos gazoducs au Mexique en 2014 devrait dépasser celui de 2013 en raison de l'entrée en service du prolongement du pipeline de Tamazunchale prévue au deuxième trimestre de 2014. Le résultat de nos actifs actuellement en exploitation devrait être comparable en 2014 à celui de 2013 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 1,8 milliard de dollars en 2013. Nous prévoyons qu'elles s'élèveront à 2 milliards de dollars en 2014 et qu'elles viseront plus particulièrement des projets d'expansion du réseau de NGTL, les gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan au Mexique, et les gazoducs des projets de GNL de Prince Rupert et Coastal GasLink. La page 85 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 desservant des utilisateurs finals, notamment des sociétés locales de distribution, des installations de production d'électricité, des exploitations industrielles et d'autres gazoducs et utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations et des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et qui sort des points de livraison.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») aux États-Unis et de la Comisión Reguladora de Energía (« CRE »), au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinaires ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les 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 il approuve des droits qui nous offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

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. L'exploitant du pipeline peut négocier des tarifs moins élevés 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.

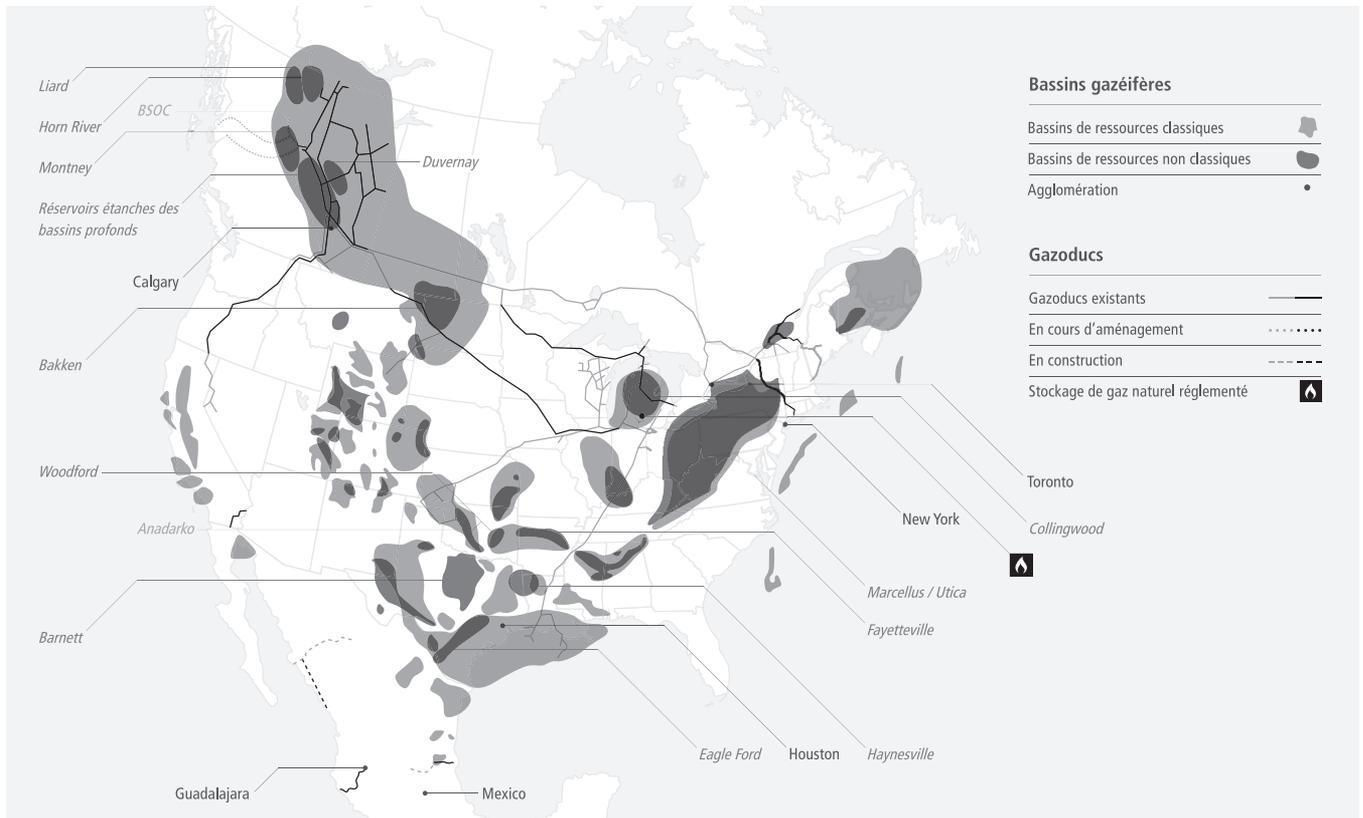
En règle générale, au Canada, le coût de service et les droits exigibles sur le gazoduc sont soumis chaque année à l'approbation de l'ONÉ, qui nous autorise à recouvrer ou à rembourser l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de la décision de l'ONÉ, le réseau principal au Canada a dû déterminer les droits exigibles aux termes des contrats pendant une période de cinq ans – de 2013 à 2017 – et reporter certains coûts à la fin de cette période. Il a toutefois été autorisé à déterminer le prix de ses services discrétionnaires ou non visés par des contrats afin de maximiser ses produits.

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 réels ou prévus 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 de la construction et de l'exploitation des gazoducs au Mexique sont assortis de taux fixes négociés à long terme, qui peuvent être modifiés seulement dans des situations précises, comme certains cas de force majeure ou des modifications de la législation en vigueur.

Contexte commercial et 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 75 % de la production jusqu’à des marchés situés autant à l’intérieur qu’à l’extérieur de ce bassin. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent du gaz naturel à partir d’autres bassins importants, dont les Appalaches (Utica et Marcellus), les Rocheuses, Williston, Haynesville, Fayetteville, Anadarko 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 150 billions de pieds cubes ainsi qu'une base de ressources non classiques techniquement accessible de près de 780 billions de pieds cubes. La base de ressources totale du BSOC a plus que quadruplé, récemment, avec l'avènement d'une technologie permettant un accès économique aux zones de gaz non traditionnelles. Nous nous attendons à ce que la production du BSOC augmente légèrement en 2014 et continue de croître pendant les années suivantes, après avoir enregistré une décroissance chaque année depuis 2006. 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 actuellement à 2 Gpi³/j, atteindra environ 6 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 la demande de gaz naturel de l'Amérique du Nord d'ici

2020. Les principales formations schisteuses du pays sont Utica, Marcellus, Haynesville, Barnett, Eagle Ford et Fayetteville.

Selon les prévisions, l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord devrait s'accroître sensiblement au cours des dix prochaines années (d'environ 20 Gpi³/j, ou 22 %, 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 Marcellus et Utica, dans le Nord-Est des États-Unis, ainsi que 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 dans le Nord-Est des États-Unis), le nombre de choix d'approvisionnement s'accroît et les débits habituels des gazoducs changent, en raison généralement du remplacement de la capacité garantie sur longue distance sous contrat à long terme par des contrats à court terme sur courte distance. Le réseau principal au Canada a également été touché par cette transformation, à la suite de la décision de l'ONÉ, mais des contrats portant sur le transport sur longue distance de volumes appréciables ont été renouvelés en 2014.

Bien que l'approvisionnement accru, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, nous ait fourni des occasions de construire et de planifier une importante infrastructure pipelinère dans le réseau de NGTL pour transporter le gaz naturel jusqu'aux marchés, y compris pour les projets d'exportation de GNL, la plupart des gazoducs actuels au Canada et aux États-Unis, y compris les nôtres, ont axé l'expansion de l'infrastructure sur des installations de désengorgement ou à courte distance de moindre envergure.

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, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- la production des sables bitumineux de l'Alberta;
- les exportations vers le Mexique afin d'alimenter de nouvelles centrales électriques.

Les producteurs évaluent également les possibilités de 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 plus tard pendant la présente décennie. L'ajout de marchés nous offre de nouvelles occasions de construire de l'infrastructure pipelinère et d'accroître les livraisons par l'entremise de nos pipelines actuels.

Concurrence accrue

Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à la grandeur de l'Amérique du Nord. La mise au point de technologies d'exploitation de bassins d'approvisionnement en gaz de schiste situés plus près des marchés traditionnels a dicté l'évolution des débits de l'infrastructure de gazoducs en place afin de remplacer le transport sur longue distance par le transport sur courte distance, en raison notamment de la forte

expansion de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis. À l'exemple des autres pipelines, nous restructurons les droits et les services proposés afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement dans le Nord-Est des États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord.

Priorités stratégiques

Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder 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.

Le réseau principal au Canada est resté au cœur de nos priorités en 2013 à la suite de la publication et de la mise en œuvre de la décision de l'ONÉ. Le règlement que nous avons ensuite conclu avec les sociétés locales de distribution (« SLD ») de gaz naturel tenait compte des enjeux découlant de cette décision et de notre désir d'élaborer un cadre respectueux des besoins des expéditeurs et qui offre une occasion raisonnable de recouvrer les capitaux investis dans les installations actuelles et les nouvelles installations nécessaires pour servir les marchés actuels et nouveaux.

Le réseau de NGTL 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 intense concurrence en ce qui concerne le raccordement à l'approvisionnement, particulièrement dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, où la plus importante 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 NGTL. Nous prévoyons que l'approvisionnement tiré du BSOC passera d'environ 14 Gpi³/j à quelque 17 Gpi³/j d'ici 2020. Le réseau de NGTL est particulièrement propice au raccordement de l'approvisionnement du BSOC afin de répondre à la demande prévue d'exportation de GNL à partir de la côte de la Colombie-Britannique. Nous essaierons d'obtenir, en 2014, les approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation pour prolonger le réseau de NGTL vers le Nord-Est de la Colombie-Britannique et en accroître la capacité, afin de relier la zone schisteuse de Montney.

Nos actifs pipeliniers aux États-Unis seront particulièrement utiles pour les raccordements prévus afin de suivre la croissance de la demande et des marchés, en particulier pour les raisons suivantes :

- la croissance constante attendue de la production d'électricité au moyen de gaz naturel et, en conséquence, des volumes acheminés par nos gazoducs, y compris le projet de latéral Carty du réseau de GTN afin de livrer du gaz naturel à une nouvelle centrale de production d'électricité en Oregon;
- la croissance de la demande du secteur industriel stimulée par l'offre élevée de gaz naturel, y compris les raccordements au réseau d'ANR pour desservir une nouvelle usine d'engrais en Iowa;
- la croissance de l'approvisionnement d'Utica et de Marcellus et le projet d'expansion des exportations de GNL par la côte du golfe du Mexique afin de soutenir l'utilisation du réseau d'ANR, y compris le latéral Lebanon projeté, destiné à l'approvisionnement d'Utica au réseau d'ANR et à d'autres phases d'expansion projetées.

La direction prévoit se dessaisir progressivement de ses autres actifs pipeliniers aux États-Unis en faveur de TC Pipelines, LP, à titre de moyen de financer une partie de notre important programme d'accroissement des investissements.

Au Mexique, en 2014, nous voulons mener à terme le prolongement du gazoduc de Tamazunchale et poursuivre les travaux de construction des gazoducs de Mazatlan et de Topolobampo. L'aménagement de l'infrastructure gazière au Mexique nous intéresse vivement encore et nous prévoyons lancer de nouveaux projets qui cadreront bien avec le profil d'investissement de nos actifs.

Nous continuons d'évaluer les occasions de réaménagement de nos actifs pipeliniers, y compris la possibilité de convertir au transport du pétrole brut une partie de l'infrastructure gazière existante. L'ONÉ a approuvé en

2007 la conversion de l'un de nos gazoducs du réseau principal au Canada au transport du pétrole brut, pour les besoins du projet Keystone d'origine. D'autre part, sous réserve de l'approbation par les organismes de réglementation, le projet d'oléoduc Énergie Est prévoit l'utilisation d'un tronçon d'environ 3 000 km (1 864 milles) du réseau principal au Canada, à partir de la frontière de l'Alberta jusqu'à un point situé au sud-est d'Ottawa, dans l'Est ontarien. Nous collaborons donc de près avec les expéditeurs afin qu'ils puissent combler leurs besoins de transport garanti après la transformation projetée.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs au Canada

En 2013, nous avons réalisé et mis en service des projets pipeliniers d'une valeur d'environ 730 millions de dollars destinés à l'expansion et au prolongement du réseau de NGTL, ainsi que d'autres projets d'expansion du réseau principal au Canada, d'une valeur de 160 millions de dollars.

Réseau de NGTL

En plus d'achever et de mettre en service de nouveaux projets pipeliniers dans le cadre des activités d'expansion du réseau de NGTL, nous avons reçu en 2013 l'approbation de l'ONÉ à l'égard d'autres prolongements et agrandissements dont le coût s'élève à quelque 290 millions de dollars et qui étaient à divers stades de conception ou de construction, mais qui n'étaient pas en service au 31 décembre 2013.

Le 8 novembre 2013, nous avons déposé auprès de l'ONÉ une demande visant la construction et l'exploitation du gazoduc de North Montney, qui prolongera le réseau de NGTL destiné à recevoir et à transporter le gaz naturel provenant de la région de North Montney, en Colombie-Britannique. Le coût en capital estimatif de ce projet se chiffre à 1,7 milliard de dollars et comprend un gazoduc d'environ 300 km (186 milles).

En novembre 2013, l'ONÉ a approuvé le règlement de NGTL pour 2013-2014 et les droits définitifs de 2013 conformément à la demande qui avait été déposée. Nous nous attendons à ce que les droits définitifs de 2014 pour le réseau de NGTL soient établis en conformité avec le règlement de NGTL.

Réseau principal au Canada

L'ONÉ a fait connaître en mars 2013 sa décision à l'égard de notre demande de modification de la structure d'exploitation et des modalités de service du réseau principal au Canada. Nous avons mis en œuvre cette décision le 1^{er} juillet 2013. La mise en œuvre de la décision a été une priorité clé en 2013 et la possibilité d'exiger les prix du marché à l'égard des services discrétionnaires, conformément à la directive de l'ONÉ, nous a permis de satisfaire en grande partie à nos exigences globales en matière de coût de service en 2013.

La décision de l'ONÉ prévoyait l'établissement d'un compte de stabilisation tarifaire (« CST ») destiné à recueillir l'excédent ou le déficit entre nos produits et le coût de nos services pendant chacune des cinq années visées par la décision. L'ONÉ précisait également les circonstances pouvant exiger une nouvelle demande tarifaire avant la fin de la période de cinq ans. L'une de ces situations surviendrait si le solde du CST devient positif, ce qui s'est produit en 2013.

Le réseau principal au Canada et les trois principales sociétés locales de distribution de gaz naturel au Canada ont conclu un règlement qui a été soumis à l'ONÉ en décembre 2013. S'il est approuvé, ce règlement permettra d'établir de nouveaux droits fixes pour la période de 2015 à 2020 et de maintenir les droits actuels en 2014. Les droits de 2015 comprendront un RCA de base de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, ainsi qu'un mécanisme incitatif comprenant une contribution annuelle de 20 millions de dollars, après les impôts, de 2015 à 2020. Cette contribution pourrait entraîner un RCA se situant entre 8,70 % et 11,50 %.

Le règlement conclu avec les SLD, nous permettra d'ajouter des installations dans le triangle de l'Est afin de répondre à la demande actuelle du marché en matière de diversité de l'approvisionnement et d'accès au marché. Le règlement vise à assurer un cadre commercial stable et durable permettant de répondre à la demande future dans le triangle situé sur le tronçon est du réseau, de concert avec l'affaiblissement prévu de

la demande de services de transport dans les tronçons des Prairies et du Nord de l'Ontario, et à offrir une possibilité raisonnable de recouvrer nos coûts. Il assure également le maintien de la souplesse dans les prix des services discrétionnaires et permet de mettre en œuvre certaines modifications tarifaires et de nouveaux services exigés dans le cadre du règlement.

La décision de l'ONÉ continue de s'appliquer jusqu'à la décision découlant de la demande relative au règlement avec les SLD.

Le 31 janvier 2014, les expéditeurs qui utilisent le réseau principal au Canada ont décidé de renouveler jusqu'en novembre 2016 des contrats portant sur environ 2,5 Gpi³/j, ce qui représente un volume appréciable, en particulier pour les expéditeurs canadiens.

Gazoducs aux États-Unis

Bison et GTN

Nous avons vendu en juillet 2013 une participation supplémentaire de 45 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP en contrepartie d'un prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US. Nous détenons encore une participation directe de 30 % dans ces deux gazoducs, ainsi qu'une participation de 28,9 % dans TC PipeLines, LP, dont nous sommes le commandité.

Projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR

À la suite d'un appel de soumissions fructueux ayant pris fin en octobre 2013, nous avons conclu des contrats de transport ferme pour un volume de 350 millions de pieds cubes par jour aux droits maximaux pour une période de dix ans dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, qui exige des modifications aux installations en place. Ces modifications devraient être achevées au premier trimestre de 2014. Les volumes contractuels augmenteront en 2014 pour donner lieu à un bénéfice supplémentaire. Le projet rehaussera grandement notre capacité de recevoir du gaz sur le réseau principal du sud-est d'ANR, en provenance des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus.

Great Lakes

L'approbation par la FERC, en novembre 2013, de notre proposition de règlement tarifaire avec nos expéditeurs se traduit par une hausse d'environ 21 % des tarifs repères. Il s'ensuivra une augmentation modérée des produits dérivés de nos contrats assortis de tarifs repères. Le règlement prévoit une période de moratoire de 17 mois, jusqu'en mars 2015, et nous oblige à fixer de nouveaux tarifs à partir du 1^{er} janvier 2018.

Gazoducs au Mexique

Gazoducs de Topolobampo et de Mazatlan

Les activités d'ingénierie et d'octroi des permis dans le cadre de ces deux gazoducs dans le nord-ouest du Mexique se déroulent conformément aux prévisions. Le projet de Topolobampo comprend un gazoduc d'un diamètre de 30 pouces s'étendant sur 530 km (329 milles) qui assurera l'acheminement du gaz naturel depuis El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'au point de raccordement avec des gazoducs appartenant à des tiers situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa, jusqu'à Topolobampo, dans le même État. Ce gazoduc d'une capacité de 670 Mpi³/j sera construit au coût de 1 milliard de dollars US. Pour sa part, le projet Mazatlan prévoit un gazoduc d'un diamètre de 24 pouces s'étendant sur 413 km (257 milles), depuis El Oro jusqu'à Mazatlan, dans l'État de Sinaloa. Le coût de ce gazoduc d'une capacité de 200 Mpi³/j s'établira à quelque 400 millions de dollars US. Les deux projets sont appuyés par des contrats d'une durée de 25 ans conclus avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») et devraient être mis en service pendant le second semestre de 2016.

Prolongement du gazoduc de Tamazunchale

La construction du prolongement du gazoduc de Tamazunchale, d'une valeur de 500 millions de dollars US, se poursuit conformément à l'échéancier prévu, bien que des découvertes archéologiques aient entraîné des

retards dans l'exécution des travaux. Nous croyons que ces découvertes et le recours à d'autres techniques de construction entraîneront le report de la mise en service prévue au deuxième trimestre de 2014. Comme ces découvertes n'ont rien d'exceptionnel lors de l'exécution de grands travaux d'infrastructure au Mexique, le contrat prévoit des mesures d'atténuation des retards. Nous continuons de collaborer avec les autorités locales, régionales et fédérales afin de réduire et d'atténuer le remuement du sol aux endroits visés, afin de réduire les conséquences sur la date d'entrée en service prévue.

Projets de gazoducs de transport de GNL

Coastal GasLink

En juin 2012, nous avons été choisis pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet de pipeline Coastal GasLink. Ce gazoduc d'une capacité initiale de 1,7 Gpi³/j et d'une valeur estimative de 4 milliards de dollars s'étendra sur 650 km (404 milles) et servira au transport de gaz naturel du gisement gazier Montney, près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations d'exportation de GNL prévues par LNG Canada près de Kitimat, dans la même province.

Nous mettons l'accent actuellement sur la participation des collectivités, des propriétaires fonciers, des gouvernements et des Premières Nations dans le cadre du déroulement du processus réglementaire. Nous avons déposé une demande d'évaluation environnementale auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique en janvier 2014.

Le gazoduc pourrait entrer en service vers la fin de la présente décennie, à la condition que LNG Canada prenne la décision finale d'investir dans ce projet, après avoir reçu les approbations définitives de la part des organismes de réglementation. Nous poursuivons l'examen de ce projet et tous les coûts pourront être recouverts en cas d'abandon du projet.

Projet gazier de Prince Rupert

Nous avons été choisis pour concevoir, construire, posséder et exploiter le projet gazier de Prince Rupert, d'un coût de 5 milliards de dollars et s'étendant sur 750 km (466 milles). 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'aux installations d'exportation de GNL dans le Nord-Ouest du Pacifique prévues par LNG Canada près de Prince Rupert, dans la même province.

Nous mettons l'accent actuellement sur la participation des collectivités, des propriétaires fonciers, des gouvernements et des Premières Nations dans le cadre du déroulement du processus réglementaire pour le projet de pipeline de Prince Rupert auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Nous poursuivons l'étude du corridor projeté à la lumière des consultations et des études détaillées faites jusqu'à maintenant. La décision finale d'investir dans la mise en chantier de ce projet, en prévision d'une entrée en service vers la fin de 2018, devrait être prise après la réception des approbations définitives par les organismes de réglementation.

Nous poursuivons l'examen de ce projet et tous les coûts pourront être recouverts en cas d'abandon du projet.

Projet de gazoduc de l'Alaska

L'État de l'Alaska propose d'adopter une nouvelle loi visant à assurer le retrait progressif de l'*Alaska Gasline Inducement Act* et à autoriser la conclusion d'une nouvelle entente commerciale entre TCPL, les trois principaux producteurs et l'Alaska Gasline Development Corp. Il est convenu également qu'un projet d'exportation de GNL est actuellement une solution plus avantageuse qu'un gazoduc vers l'Alberta pour commercialiser les ressources gazières de la côte Nord de l'Alaska, compte tenu de la situation actuelle du marché. Selon les prévisions, il faudra deux années de travaux techniques préliminaires avant de prendre d'autres engagements à l'égard de la mise en œuvre commerciale du projet.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 78 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 intense concurrence de la part de plusieurs gazoducs, de la demande à l'intérieur même du BSOC 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. Une diminution globale de la production ou la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait influencer sur le débit des gazoducs reliés au BSOC et, en conséquence, sur les produits globaux qui en sont tirés. 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 à l'intérieur du bassin 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 assurer notre part des marchés. La mise en valeur de nouvelles zones d'approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos gazoducs actuels et une incidence sur les produits. 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 dans les installations nouvelles

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinières qui recherchent des occasions d'investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou dont le rendement financier global est moins attrayant.

Demande de capacité pipelinrière

À la limite, la demande de capacité pipelinrière est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Cette demande est fonction de la concurrence entre 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 des tiers et du prix des combustibles de remplacement. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger et de percevoir des droits compatibles avec les exigences du marché sont liés à la demande globale de services de transport. Toute fluctuation de la demande à cet égard pourrait influencer sur nos produits.

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. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent également influencer sur les produits et sur les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie ou de la totalité de coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être ralenti ou nous être défavorable en raison d'actions menées par des groupes d'activistes et de leur influence sur l'opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinrière.

Des examens plus minutieux des méthodes d'exploitation, par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi, peuvent faire augmenter les coûts d'exploitation. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts peut se répercuter sur les produits.

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. De plus, l'établissement des droits, la planification des installations et la préparation des demandes tarifaires ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Risque d'exploitation

La réussite de notre entreprise tient à la sécurité et à la fiabilité de l'exploitation 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 et de porter atteinte à notre réputation ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. 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

L'infrastructure d'oléoducs actuelle achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et au Texas, aux États-Unis, en plus d'assurer le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie

Compte tenu de la production accrue de pétrole brut en Alberta et aux États-Unis et de la demande croissante de sources d'énergie sûres et fiables, il est essentiel d'accroître la capacité des oléoducs et d'aménager l'infrastructure connexe.

Nous continuons de nous concentrer sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de pétrole brut nord-américain et sa livraison aux principaux marchés. Nous prévoyons agrandir notre infrastructure de transport de pétrole brut afin d'établir un réseau d'acheminement direct et transparent depuis les zones de production jusqu'au marché.

La construction de ces ouvrages d'infrastructure permettra d'établir en Amérique du Nord un réseau stratégique qui assurera le transport direct de l'approvisionnement croissant en pétrole brut vers les marchés clés et offrira des occasions de poursuivre l'expansion du secteur des pipelines de transport de liquides.

Oléoducs

- Oléoducs existants ———
- En cours d'aménagement (dotted line)
- En construction - - - - - (dashed line)
- Terminal de pétrole brut ■ (black square)
- Installations de réception de pétrole brut ◻ (white square)



500 km
200 mi

TC - 02 - 13

Nous sommes l'exploitant de tous les pipelines et de toutes les propriétés indiqués ci-dessous.

	longueur	description	participation
Oléoducs			
23 Réseau d'oléoducs Keystone (comprend l'oléoduc de la côte du golfe du Mexique)	4 247 km (2 639 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, et Cushing, en Oklahoma, puis au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
En construction			
24 Installations de réception Marketlink de Cushing	Installations de réception de brut	Faciliter le transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
25 Latéral et terminal de Houston	77 km (48 milles)	Transport de pétrole brut depuis le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à Houston, au Texas.	100 %
26 Terminal de Keystone à Hardisty	Terminal pétrolier	Terminal pétrolier proposé à Hardisty, en Alberta, pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler des lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En cours d'aménagement			
27 Installations de réception 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 %
28 Oléoduc Grand Rapids	500 km (300 milles)	Transport de pétrole brut et de diluant depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
29 Oléoduc Keystone XL	1 897 km (1 179 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
30 Oléoduc Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
31 Oléoduc Heartland et 32 terminaux de TC	200 km (125 milles)	Terminal et oléoduc destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
33 Oléoduc Énergie Est	4 500 km (2 700 milles)	Transport de pétrole brut venant de l'Ouest canadien vers des raffineries situées dans l'Est du Canada et vers des marchés étrangers.	100 %

RÉSULTATS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 13.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011 ¹
Réseau d'oléoducs Keystone	766	712	589
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(14)	(14)	(2)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs	752	698	587
Amortissement comparable	(149)	(145)	(130)
BAII comparable du secteur des oléoducs	603	553	457
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	201	191	159
Dollars US	389	363	301
Incidence du change	13	(1)	(3)
BAII comparable du secteur des oléoducs	603	553	457

¹ Les résultats de 2011 portent sur 11 mois.

BAlIA comparable

Le BAlIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 54 millions de dollars supérieur à celui de 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

- la hausse des volumes;
- l'incidence de l'augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma.

Le regain de vigueur du dollar américain a eu un effet favorable sur le résultat de 2013, comparativement à 2012.

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

- la hausse des volumes faisant l'objet de contrats;
- l'incidence de l'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 de l'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.

Nous avons commencé à comptabiliser un BAlIA pour le 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 qui ont été inscrites en 2011. L'augmentation s'explique surtout par l'intensification des activités d'expansion des affaires liées à divers projets d'aménagement d'oléoducs.

Amortissement comparable

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

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à une hausse du résultat de 2014 comparativement à celui de 2013 en raison de l'achèvement du tronçon du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe du Mexique, ce qui permettra de commencer à fournir des services de transport de pétrole brut vers la côte américaine du golfe du Mexique. Le résultat devrait augmenter au fil de la mise en service des projets actuellement en cours d'élaboration.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 2,5 milliards de dollars en 2013. Elles devraient atteindre 2,3 milliards de dollars en 2014 et se rapporter principalement à l'oléoduc Heartland, à l'oléoduc Northern Courier et à l'oléoduc Grand Rapids. Ce montant ne comprend pas Keystone XL. Le montant et le moment des investissements dans le réseau d'oléoducs Keystone XL seront fonction de la décision du Département d'État des États-Unis d'accorder un permis présidentiel. La page 85 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

LES ROUAGES DU SECTEUR DES OLÉODUCS

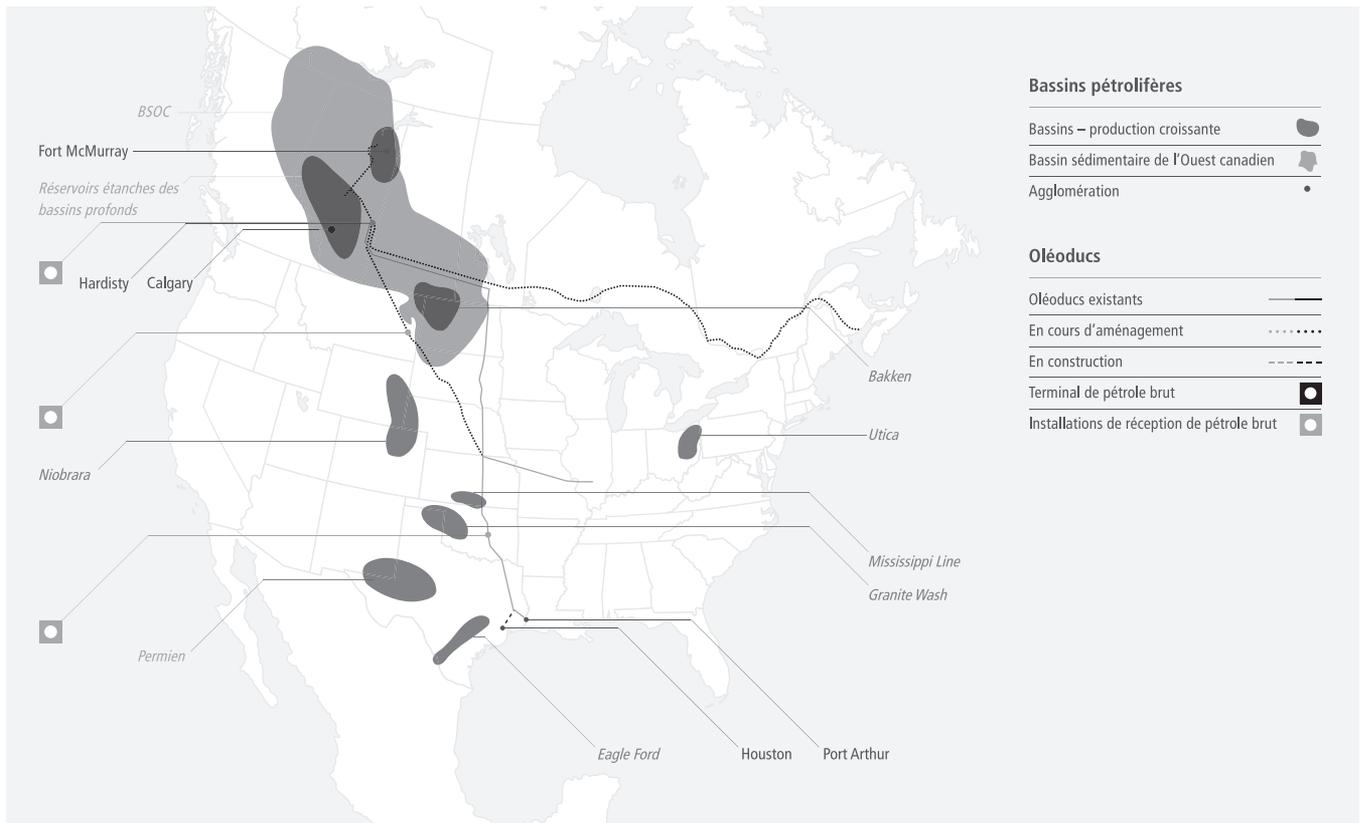
Les oléoducs transportent du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers.

Le résultat attribuable à nos oléoducs provient principalement de la capacité pipelinière vendue aux expéditeurs 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 au comptant, qui 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 négociés avec les expéditeurs. Ces arrangements sont habituellement établis à long terme et ils nous permettent de recouvrer les coûts que nous engageons pour construire et exploiter le 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 BSO, qui est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut du réseau d'oléoducs Keystone. Selon le rapport de 2013 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP »), la production du BSO a atteint un total de près de 3,0 millions de b/j, dont 1,2 million de b/j de pétrole brut classique et de condensats et 1,8 million de b/j de pétrole tiré de la région des sables bitumineux de l'Alberta. La production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien a encore augmenté, et la hausse constatée en 2013 comparativement à 2012 marquait la plus forte augmentation annuelle par rapport aux prévisions antérieures.

L'Alberta Energy Regulator (« AER ») a estimé dans son rapport de 2013 à environ 170 milliards de barils les réserves établies restantes en Alberta, dans les sources classiques et les sables bitumineux. Selon la prévision faite en juin 2013 par l'ACPP, les approvisionnements en pétrole brut du BSO passeraient à 3,9 millions de b/j en 2015 et à 4,9 millions de b/j en 2020 et, toujours selon les prévisions de 2013, la production de brut classique et non classique de l'Ouest canadien atteindrait 300 000 b/j de plus en 2025 que la prévision faite en 2012.

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 au Canada), les sables bitumineux constitueront encore la majeure partie de la production pétrolière du BSO. L'ACPP estime que les dépenses en immobilisations de l'industrie liées aux sables bitumineux sont restées stables, à 23 milliards de dollars, en 2013.

Les réserves de sables bitumineux ont une longue durée de vie : entre 25 et 50 ans pour les projets d'extraction à ciel ouvert et entre 10 et 15 ans, en moyenne, pour la production in situ, selon le rapport de l'ACPP intitulé *Énergie canadienne responsable*. Ce cycle de vie correspond au souhait des producteurs d'établir un lien à long terme entre leurs réserves et le marché. Le réseau d'oléoducs Keystone et l'oléoduc Énergie Est projeté offriront aux producteurs la capacité pipelinère dont ils ont besoin et reposent sur des contrats d'exploitation commerciale à long terme.

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 de transporter du pétrole brut depuis la source jusqu'aux carrefours pétroliers d'Edmonton-Heartland et de Hardisty, en Alberta, ainsi que des diluants de la région d'Edmonton-Heartland jusqu'à la zone de production dans le Nord de l'Alberta. La construction du pipeline Heartland et des terminaux de TC appuie les carrefours pétroliers qui offrent aux expéditeurs la possibilité de se relier au réseau d'oléoducs Keystone, à l'oléoduc Énergie Est et à d'autres oléoducs qui acheminent le brut à l'extérieur de l'Alberta.

Croissance de la production américaine

Selon les *Perspectives énergétiques mondiales* établies en 2013 par l'Agence internationale de l'énergie, d'ici 2015, les États-Unis devanceront l'Arabie Saoudite à titre de principal producteur de pétrole au monde. L'Energy Information Administration (« EIA ») des États-Unis prévoit une production en hausse de près de 2,0 millions de b/j aux États-Unis, et un sommet de 9,6 millions de b/j en 2019. Cette augmentation s'explique en grande partie par la production de pétrole de schiste, que l'EIA estime à quelque 4,8 millions de b/j en 2020, avant l'amorce d'un déclin vers 2022.

La croissance de l'approvisionnement pétrolier viendra principalement du bassin de Bakken, dans le bassin Williston, situé dans le Dakota du Nord et au Montana, du bassin permien, situé dans le Sud du Texas, et des gisements schisteux Woodford, situés dans le bassin Arkoma, en Oklahoma. Ces zones de production de pétrole de schiste constituent une partie des sources d'approvisionnement en pétrole brut venant des projets Bakken et 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 de capacité pipelinère entre Cushing, en Oklahoma, et le marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Le tronçon du réseau d'oléoducs Keystone aménagé sur la côte du golfe du Mexique et le projet Marketlink de Cushing fourniront la capacité pipelinère supplémentaire nécessaire au transport de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

Le rapport de l'EIA 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 7,7 millions de b/j en 2040. La production croissante des bassins permien, dans l'Ouest du Texas, Eagle Ford, dans le Sud du Texas, et Williston, qui se compose surtout de pétrole brut léger, fera vraisemblablement concurrence aux volumes de brut léger venant de pays tels le Nigéria et l'Arabie Saoudite. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique continueront sans doute 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 commencer facilement à traiter de grandes quantités de pétrole de schiste léger sans faire de grands investissements. Les raffineries de la côte du golfe du Mexique ont besoin d'environ 3,5 millions de b/j de brut lourd et de densité moyenne à l'heure actuelle. Cette demande ne devrait pas fluctuer de façon appréciable dans l'avenir. Le réseau d'oléoducs Keystone est tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

Des raffineries de l'Est du Canada traitent déjà du brut léger importé 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 venant du Canada, à un prix généralement beaucoup plus élevé que celui du transport par pipeline. Cette 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 nous attendons à ce que notre projet Énergie Est, une fois approuvé et construit, puisse satisfaire à cette demande.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

La construction de l'oléoduc de la côte du golfe du Mexique, d'un diamètre de 36 pouces et s'étendant sur 780 km (485 milles) depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et qui prolonge l'oléoduc Keystone est maintenant terminée. Le transport du pétrole brut a commencé le 22 janvier 2014. Nous prévoyons une capacité pipelinrière moyenne de 520 000 b/j pendant la première année d'exploitation.

Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et du terminal pétrolier au coût de 400 millions de dollars US, se poursuit. Cet oléoduc servira à acheminer du pétrole brut jusqu'aux raffineries de Houston, au Texas. Nous nous attendons à ce que le latéral ait une capacité semblable à celle du projet de la côte du golfe. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être livrés vers le milieu de 2015.

Marketlink de Cushing

La construction des installations de réception Marketlink de Cushing, en Oklahoma, se poursuit. Ces installations faciliteront l'acheminement du brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing jusqu'au marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone. La construction devrait se terminer pendant le premier semestre de 2014.

Oléoduc Keystone XL

En mars 2013, le Département d'État des États-Unis a publié un avant-projet d'énoncé supplémentaire d'impact environnemental de l'oléoduc Keystone XL Pipeline. Selon cet énoncé, la construction de cet oléoduc d'une capacité de 830 000 b/j n'aura aucune incidence appréciable sur l'environnement.

Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental de l'oléoduc Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont assez semblables avec ceux des études environnementales précédentes sur cet oléoduc. Ainsi, selon l'énoncé supplémentaire définitif, l'oléoduc Keystone XL ne devrait guère avoir d'influence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux, et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de l'oléoduc Keystone XL pour le transport du pétrole brut se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétrole et de plus grands risques pour la sécurité du grand public. Le rapport marque le début de consultations auprès d'autres organismes gouvernementaux et du grand public, qui pourrait durer jusqu'à 90 jours, dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national.

Le 19 février 2014, un tribunal de district du Nebraska a décidé que la Public Service Commission, et non le gouverneur Dave Heineman, avait l'autorité d'approuver un tracé de rechange dans le Nebraska pour le projet Keystone XL. Nous sommes en désaccord avec la décision du tribunal de district du Nebraska et nous étudierons la décision du tribunal pour décider des mesures à prendre. Le procureur du Nebraska a porté la décision en appel.

Nous croyons que l'oléoduc qui s'étendra de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, sera mis en service environ deux ans après la réception du permis présidentiel. Le coût estimatif de 5,4 milliards de dollars US augmentera en fonction du moment de l'obtention du permis et des conditions qui y seront assorties. Tout investissement supérieur au montant initialement prévu, jusqu'à concurrence d'un montant déterminé, sera partagé entre nous et les expéditeurs de manière à ce que 75 % de la variation de l'investissement se reflète dans le paiement fixe que nous recevrons et toute hausse de l'investissement

au-delà du montant déterminé sera partagée en parts égales entre nous et les expéditeurs. Au 31 décembre 2013, nous avons déjà investi 2,2 milliards de dollars US dans ce projet.

Oléoduc Énergie Est

En août 2013, nous avons annoncé le lancement du projet d'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million de b/j, qui devrait acheminer environ 900 000 b/j de pétrole brut, depuis l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries et aux terminaux d'exportation de l'Est du pays, dans le cadre d'engagements fermes de longue durée. Le projet devrait coûter environ 12 milliards de dollars, abstraction faite de la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.

Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec en 2018 et les livraisons au Nouveau-Brunswick devraient suivre plus tard en 2018. Nous avons amorcé le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain dans le cadre de nos activités de conception et de planification préliminaires. Nous avons l'intention de déposer au cours du premier semestre de 2014 les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le projet pipelinier et les installations terminales.

Projet pipelinier Northern Courier

En avril 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès d'AER après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur place connexes.

En octobre 2013, Suncor Énergie a annoncé que Fort Hills Energy Limited Partnership allait de l'avant avec le projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et que la production de pétrole brut devrait s'amorcer en 2017. Notre projet pipelinier Northern Courier devrait coûter 800 millions de dollars et il assurera le transport de bitume et de diluant depuis la mine de Fort Hills jusqu'aux installations terminales de Suncor Énergie situées au nord de Fort McMurray, en Alberta.

Oléoduc Heartland et terminaux de TC

En mai 2013, nous avons annoncé que nous avons conclu des ententes d'expéditions exécutoires à long terme prévoyant la construction, la possession et l'exploitation des projets du pipeline Heartland et des terminaux de TC.

Les projets proposés comprennent un pipeline de pétrole brut de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton-Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta, et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton. Nous prévoyons que le pipeline pourra transporter jusqu'à 900 000 b/j, tandis que le terminal aura une capacité de stockage d'un maximum de 1,9 million de barils de pétrole brut. Le coût cumulé de ces projets est évalué à 900 millions de dollars et leur mise en service est prévue en 2016.

En mai 2013, nous avons déposé auprès de l'AER une demande de permis pour le terminal, et une demande au sujet du pipeline en octobre 2013, après avoir achevé le processus obligatoire d'engagement des Autochtones et des parties prenantes et les travaux sur place connexes. La demande de permis pour le terminal a été approuvée en février 2014.

Terminal de Keystone à Hardisty

En mai 2013, nous avons entrepris la construction du terminal de Keystone à Hardisty, en Alberta, qui devrait avoir une capacité de stockage pouvant atteindre 2,6 millions de barils de pétrole brut et dont le coût se chiffre à 300 millions de dollars. La mise en service est prévue en 2016.

Projet pipelinier Grand Rapids

En mai 2013, nous avons déposé une demande de permis visant le projet pipelinier Grand Rapids auprès d'AER après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes et les travaux sur place connexes. Constitué d'un réseau de canalisations doubles, l'oléoduc pourra acheminer jusqu'à 900 000 b/j de pétrole brut et 330 000 b/j de diluant.

TCPL et un partenaire détiendront chacun 50 % du projet d'un coût estimatif de 3 milliards de dollars, dont nous serons l'exploitant. Notre partenaire a pris un engagement à long terme visant le transport de brut et de diluant au moyen de cet oléoduc.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, le réseau pipelinier 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.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des oléoducs. Voir la page 78 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 pipelinieres a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits tirés des paiements fixes 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 vérifier régulièrement 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 peut également avoir 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

Nous prenons d'importants engagements de capitaux à l'égard de grands projets d'infrastructure en nous appuyant 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, une hausse des coûts en capital et 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 de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement des marges dans le secteur pétrolier pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut 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 le renouvellement des contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

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 des bassins permians et Arkoma jusqu'aux principaux marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés pipelinères et, dans une moindre mesure, de compagnies de chemin de fer qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut jusqu'aux mêmes 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

Notre portefeuille du secteur de l'énergie 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 d'électricité supérieure à 11 800 MW 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.

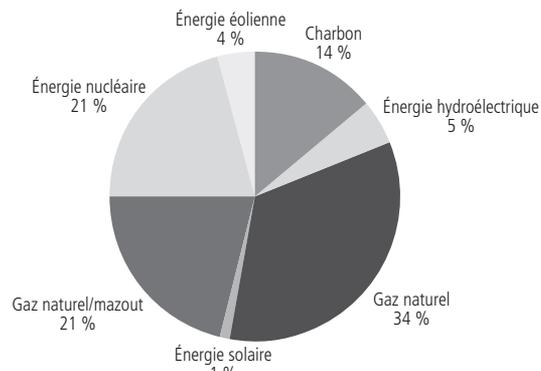
Coup d'œil sur la stratégie

Nous mettons l'accent sur une infrastructure électrique et sur des actifs de stockage de gaz naturel durables et peu coûteux 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.

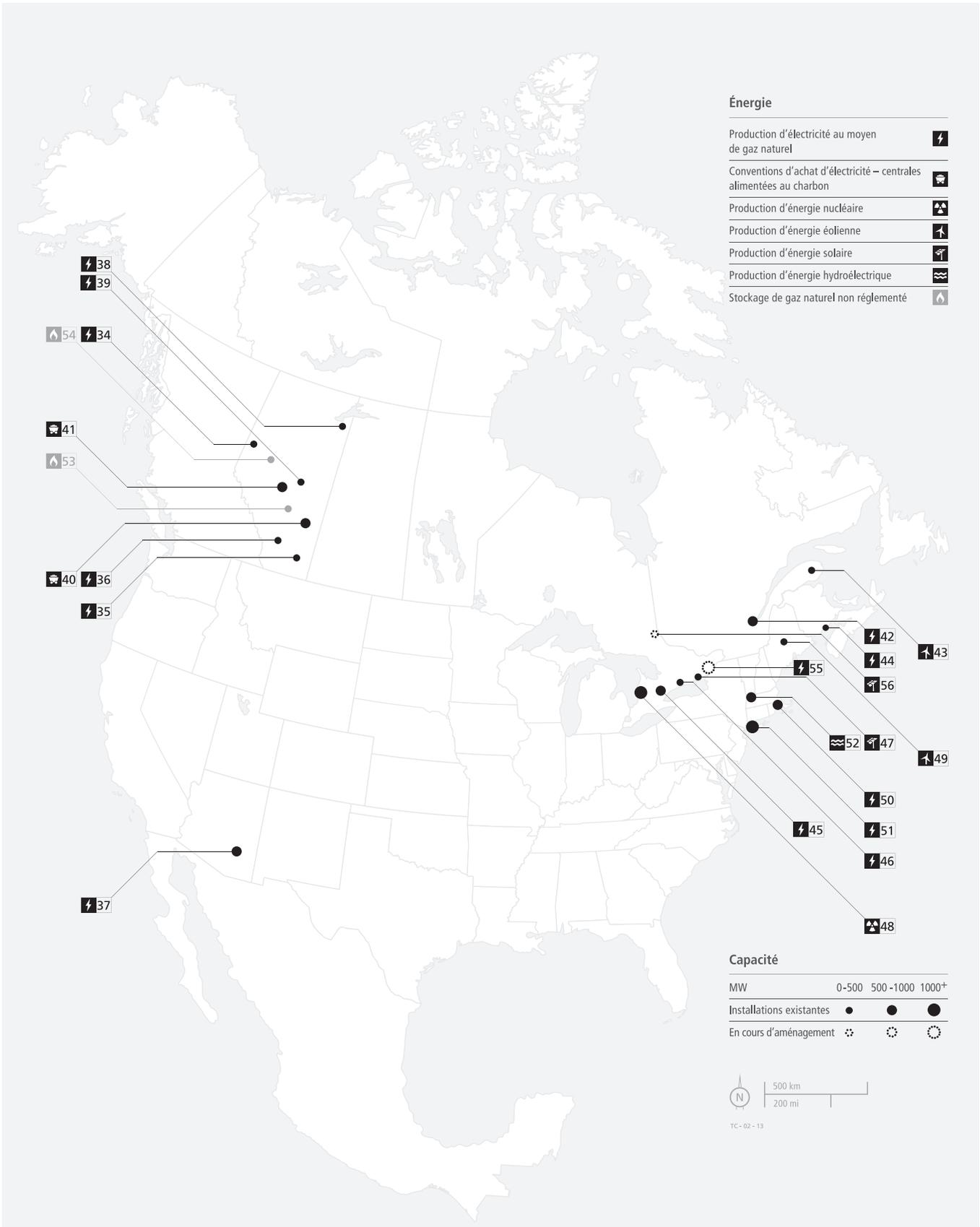
L'accroissement de la demande d'électricité en Amérique du Nord, conjugué au vieillissement de l'infrastructure de base pour la production d'électricité et à la préférence de la société pour des sources de production d'électricité à moins forte intensité carbonique, devrait nous donner l'occasion de prendre part à de nouveaux projets de production d'électricité et à d'autres projets d'infrastructure électrique.

Le rôle joué par le stockage du gaz naturel pour assurer et équilibrer la fiabilité et la souplesse du réseau gazier devrait prendre plus d'importance au fil de l'expansion du marché, qui sera dynamisé par le recours à une capacité de production d'électricité fondée sur le gaz naturel pour combler des besoins croissants en énergie renouvelable et à la suite de la construction de nouveaux terminaux d'exportation de GNL.

Électricité produite selon le combustible¹



¹ y compris les installations en cours d'aménagement.



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					
34 Bear Creek	80	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Grande Prairie (Alberta)	100 %
35 Cancarb ¹	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 %
36 Carseland	80	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Carseland (Alberta)	100 %
37 Coolidge ²	575	Gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple	Coolidge (Arizona)	100 %
38 Mackay River	165	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Fort McMurray (Alberta)	100 %
39 Redwater	40	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Redwater (Alberta)	100 %
40 CAE de Sheerness	756	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Hanna (Alberta)	100 %
41 CAE de Sundance A	560	Charbon	CAE visant la totalité de la production	Wabamun (Alberta)	100 %
41 CAE de Sundance B (propriétaire : ASTC Power Partnership ³)	353 ⁴	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)					
42 Bécancour	550	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Trois-Rivières (Québec)	100 %
43 Cartier énergie éolienne	366 ⁴	Énergie éolienne	Cinq projets éoliens	Gaspésie (Québec)	62 %
44 Grandview	90	Gaz naturel	Centrale de cogénération	Saint John (Nouveau-Brunswick)	100 %
45 Halton Hills	683	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Halton Hills (Ontario)	100 %
46 Portlands Energy	275 ⁴	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Toronto (Ontario)	50 %
47 Énergie solaire en Ontario	36	Énergie solaire	Quatre projets d'énergie solaire	Sud de l'Ontario	100 %

	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					
48 Bruce A	1 462 ⁴	Énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	48,9 %
48 Bruce B	1 022 ⁴	Énergie nucléaire	Quatre réacteurs en exploitation	Tiverton (Ontario)	31,6 %
Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 3 755 MW					
49 Kibby	132	Énergie éolienne	Parc éolien	Cantons de Kibby et de Skinner (Maine)	100 %
50 Ocean State Power	560	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné	Burrillville (Rhode Island)	100 %
51 Ravenswood	2 480	Gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion) pouvant être alimentée au gaz naturel et au mazout	Queens (New York)	100 %
52 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					
53 CrossAlta	68 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Crossfield (Alberta)	100 %
54 Edson	50 Gpi ³		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL	Edson (Alberta)	100 %
En cours d'aménagement					
55 Napanee	900	Gaz naturel	Centrale à cycle combiné proposée	Greater Napanee (Ontario)	100 %
56 Énergie solaire en Ontario	50	Énergie solaire	Nous nous attendons à acheter cinq projets d'énergie solaire de Canadian Solar Solutions Inc. en 2014	Sud de l'Ontario et New Liskeard (Ontario)	100 %

¹ Au 31 décembre 2013, la centrale alimentée par la chaleur résiduelle et la centrale alimentée au noir de carbone thermique de Cancarb ont été classées dans la catégorie des actifs destinés à la vente. Voir la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

² Centrale située en Arizona et dont les résultats sont constatés dans les résultats des installations énergétiques de l'Ouest du Canada.

³ 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.

⁴ Notre quote-part de la capacité de production.

RÉSULTATS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 13.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	380	335	483
Installations énergétiques de l'Est ²	347	345	297
Bruce Power	310	14	110
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(50)	(48)	(43)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada³	987	646	847
Amortissement comparable	(172)	(152)	(141)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada³	815	494	706
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
Installations énergétiques du Nord-Est	370	257	314
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(47)	(48)	(41)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	323	209	273
Amortissement comparable	(107)	(121)	(109)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	216	88	164
Incidence du change	7	-	(4)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	223	88	160
Stockage de gaz naturel et autres			
Stockage de gaz naturel et autres	73	77	84
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(10)	(6)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres³	63	67	78
Amortissement comparable	(12)	(10)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres³	51	57	66
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(20)	(19)	(25)
BAII comparable du secteur de l'énergie³	1 069	620	907
Sommaire			
BAIIA comparable du secteur de l'énergie³	1 363	903	1 168
Amortissement comparable	(294)	(283)	(261)
BAII comparable du secteur de l'énergie³	1 069	620	907

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

² Ces données comprennent l'acquisition de quatre projets d'énergie éolienne en Ontario en 2013 et la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.

³ Ces données comprennent 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'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été supérieur de 460 millions de dollars en 2013 par rapport à 2012, ce qui tient compte :

- de la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power résultant de l'augmentation des produits des réacteurs 1 et 2 et de la diminution du nombre prévu de jours d'arrêt d'exploitation du réacteur 4 ainsi que de la constatation d'un règlement d'assurance lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012;
- du résultat supplémentaire du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison surtout de la hausse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de l'accroissement de la production des installations hydroélectriques situées aux États-Unis;
- du résultat supplémentaire du secteur de l'électricité dans l'Ouest en raison principalement d'une augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 265 millions de dollars en 2012 par rapport à 2011, un effet net :

- du résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison du cas de force majeure ayant touché Sundance A;
- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne, pour les installations énergétiques de l'Est, et Coolidge, pour les installations énergétiques de l'Ouest;
- la diminution de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power en raison d'un nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif;
- du résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, en raison d'un affaiblissement des prix réalisés, d'une hausse des coûts de fourniture de l'électricité et de la réduction de l'écoulement hydraulique dans les installations de TC Hydro.

PERSPECTIVES

Résultat

Selon toute attente, le secteur de l'énergie devrait inscrire un résultat légèrement moins élevé en 2014 par rapport à 2013, en raison surtout de l'effet net :

- de l'affaiblissement possible des prix de l'électricité et des écarts saisonniers de prix du stockage de gaz naturel en Alberta;
- du résultat inférieur découlant de la vente de Cancarb;
- de l'accroissement des prix de capacité réalisés et des prix des produits dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre;
- du résultat supplémentaire tiré des installations d'énergie solaire acquises en 2013 ainsi que des autres installations dont l'acquisition est prévue en 2014, annulé par des contributions moins élevées de Bécancour.

Nous nous attendons à ce que la quote-part du bénéfice dans Bruce Power soit comparable à celui de 2013.

Bien qu'une grande partie de la production de ce secteur soit vendue au moyen de contrats à long terme, les produits tirés de la production d'électricité qui fait l'objet de contrats à plus court terme ou qui est vendue au comptant continueront de subir les effets des fluctuations des prix de base et le résultat des activités de stockage de gaz naturel subiront les effets des écarts saisonniers des prix du stockage de gaz naturel.

Les marchés de vente au comptant pourraient par ailleurs être touchés par l'incidence des conditions météorologiques, des arrêts d'exploitation imprévus ainsi que des modifications également imprévues de la réglementation.

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 de la demande albertaine qui, parallèlement à l'essor de l'économie, s'est établie en 2013 à 2,5 % de plus qu'en 2012, soit un taux annuel relativement constant depuis 2009. 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 dans la province de l'Alberta. Selon les prévisions de l'Alberta Electric System Operator, la croissance annuelle de la demande restera soutenue et dépassera 3 % au cours de la prochaine décennie, ce qui porte à environ 7 000 MW les besoins en nouvelle production.

Cette forte croissance offrira de nombreuses occasions de participer à de nouveaux projets de production d'électricité et à d'autres projets d'infrastructure électrique. Les prix sur le marché au comptant de l'électricité dépendent de nombreux facteurs, dont les conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande et les prix du gaz naturel. L'offre d'électricité est généralement dictée par le rendement des centrales alimentées au charbon et par l'énergie éolienne disponible, tandis que la demande d'électricité est étroitement liée aux conditions météorologiques ainsi qu'à des facteurs saisonniers. En 2013, les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta (80 \$ le MW/h) affichaient une hausse comparativement à 2012 (64 \$ le MW/h) en raison notamment de trois arrêts importants de longue durée de la production de centrales alimentées au charbon, d'une demande plus soutenue et de la hausse des prix du gaz naturel. En 2014, un faible accroissement de l'offre et une diminution des arrêts prolongés de la production des centrales alimentées au charbon devraient faire fléchir les prix de vente au comptant, qui reviendront à des niveaux comparables aux prix antérieurs à long terme.

Stockage du gaz naturel

Les écarts de prix du gaz naturel sont actuellement à des creux cycliques, les écarts de prix d'une saison à l'autre étant moins élevés en 2014 que la moyenne enregistrée en 2013. La vigueur des prix obtenus pendant l'été, comparativement aux prix en hiver, sera fortement tributaire des niveaux des stocks à la fin de la saison et de la hausse des expéditions à l'extérieur de l'Alberta pendant l'été.

Installations énergétiques de l'Est

Toute la production des actifs actuels des installations énergétiques de l'Est est visée par des contrats. Nos actifs en Ontario font l'objet de contrats conclus avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») et sont donc en grande partie à l'abri des fluctuations des prix de vente de l'électricité sur le marché au comptant dans cette province. Selon les prévisions de l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario, la croissance de la demande d'électricité sera faible en 2014, parce que les programmes de conservation et la production intégrée annulent l'accroissement de la consommation lié à la croissance de l'économie. À la fin de 2013, l'Ontario avait mis hors service presque toutes ses centrales électriques alimentées au charbon.

Bruce Power

Le gouvernement de l'Ontario a publié à la fin de 2013 une mise à jour de son plan énergétique à long terme. Ce plan comprenait un cadre stratégique de remise à neuf de certaines centrales nucléaires, notamment les installations de Bruce Power qui nous appartiennent en partie. Bruce Power étudie actuellement les incidences de la mise à jour de ce plan ainsi que les options de remise à neuf de ses installations.

Installations énergétiques aux États-Unis

La demande d'électricité dans les marchés du Nord-Est des États-Unis devrait afficher une faible progression en 2014. La hausse possible des prix de l'électricité viendra principalement de l'augmentation prévue des prix du gaz naturel, en raison des difficultés d'approvisionnement dans les marchés du Nord-Est des États-Unis et d'un meilleur soutien des indicateurs de base découlant de retraits plus considérables dans les stocks de gaz naturel pendant l'hiver 2013-2014.

Le prix moyen de l'électricité de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre s'est chiffré à 56 \$ US le MW/h en 2013, comparativement à un prix moyen de 36 \$ US le MW/h en 2012, en raison surtout de la hausse du prix du gaz naturel. En 2013, la demande d'électricité en Nouvelle-Angleterre s'est établie à environ 1,5 % de plus que l'année précédente, en raison d'un hiver froid et de la faible progression de l'économie. Selon les prévisions de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre, l'augmentation annuelle de la demande d'électricité devrait se maintenir à environ 1,5 % pendant les prochaines années, en raison d'une modeste progression de l'économie.

La demande d'électricité dans la ville de New York en 2013 est restée comparable au niveau constaté en 2012, en raison surtout d'une faible croissance économique et du temps froid qui a caractérisé la fin de la période estivale. Toutefois, le prix moyen de l'électricité de l'ISO de New York est passé d'environ 39 \$ US le MW/h en 2012 à 52 \$ US le MW/h en 2013 pour la ville de New York en raison du prix plus élevé du gaz naturel. L'ISO de New York prévoit que la demande d'électricité pour la ville de New York augmentera de 0,5 % par année pendant la prochaine décennie, compte tenu d'une faible progression de la population et de l'économie.

Nos installations de production d'électricité situées dans le Nord- Est des États-Unis affichent également des produits appréciables en raison de leur présence dans les marchés régionaux de la capacité. Les fournisseurs d'électricité tirent parti de ces marchés du fait qu'ils peuvent fournir de l'électricité. Ces marchés visent également à promouvoir les investissements dans des ressources électriques existantes ou nouvelles nécessaires pour répondre à la demande des clients et pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Les prix de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre déterminés lors d'enchères du marché de la capacité future ont été fixés à 2,75 \$ US le kW/mois en 2014, et les nouveaux prix proportionnels sont légèrement plus élevés que le prix de 2,50 \$ US le kW/mois exigé en 2013. Dans la région de New York, les nouveaux paramètres de courbe de demande approuvés récemment par la FERC entreront en vigueur à partir de l'été 2014. Ces paramètres de prix sont légèrement moins élevés que les paramètres actuels. Conjugués à d'autres facteurs qui influent sur l'offre et la demande de capacité, y compris l'effet net de ces nouveaux paramètres, les prix de capacité en 2014 devraient être légèrement plus élevés que les prix réalisés en 2013. Pour un complément d'information sur ces faits nouveaux, consulter la section « Énergie – Faits marquants » à la page 63.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations du secteur de l'énergie ont totalisé 152 millions de dollars en 2013 et elles devraient atteindre environ 270 millions de dollars en 2014. La page 85 traite du risque d'illiquidité plus en détail.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation et acquisitions

En 2013, outre le montant de 63 millions de dollars investi dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, nous avons investi 216 millions de dollars pour l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire en Ontario. Nous prévoyons engager en 2014 un montant d'environ 280 millions de dollars pour l'acquisition des cinq autres installations d'énergie solaire en Ontario et 90 millions de dollars pour des investissements dans Bruce Power.

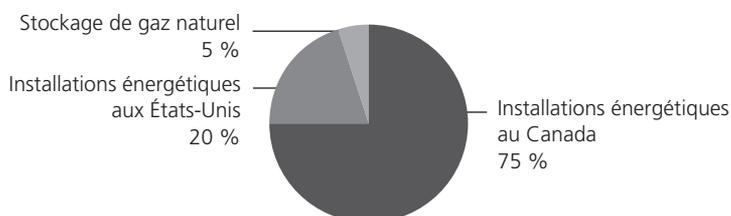
LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

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

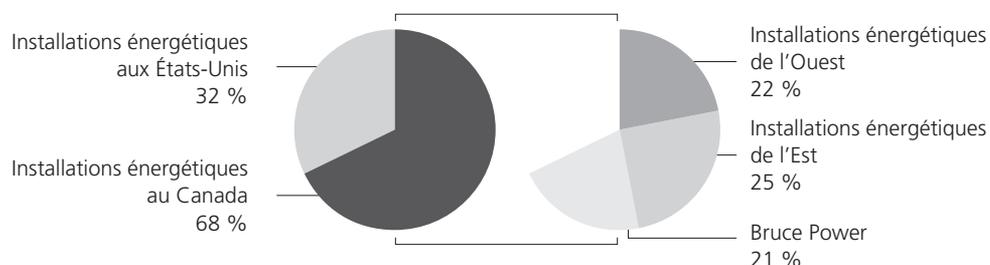
BAIL comparable du secteur de l'énergie – apport selon le groupe, à l'exclusion des charges d'expansion des affaires

exercice clos le 31 décembre 2013



Capacité de production – apport selon le groupe

exercice clos le 31 décembre 2013 (y compris les installations en cours d'aménagement)



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 Improvements & 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 associé aux volumes non liés à 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.

Le volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec des moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

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 à long terme.

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 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
Énergie solaire en Ontario ²	Contrats de 20 ans en vertu du programme de tarifs de rachats garantis	OEO	2033

¹ La production d'électricité est interrompue depuis 2008.

² Nous avons acquis quatre installations en 2013 et nous prévoyons acheter les cinq autres installations en 2014.

Actifs en cours d'aménagement

	Type de contrat	Autre partie prenante	Échéance
Énergie solaire en Ontario ¹	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

¹ Nous avons acquis quatre installations en 2013 et nous prévoyons acheter les cinq autres installations en 2014.

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 13.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Produits			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	609	640	822
Installations énergétiques de l'Est ²	400	415	391
Autres ³	108	91	69
	1 117	1 146	1 282
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation⁴	141	68	117
Achats de produits de base revendus			
Installations énergétiques de l'Ouest	(277)	(281)	(368)
Autres ⁵	(6)	(5)	(9)
	(283)	(286)	(377)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(248)	(218)	(242)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A – 2012	-	(30)	-
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(50)	(48)	(43)
BAIIA comparable	677	632	737
Amortissement comparable	(172)	(152)	(141)
BAII comparable	505	480	596
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest	380	335	483
Installations énergétiques de l'Est	347	345	297
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(50)	(48)	(43)
BAIIA comparable	677	632	737

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

² Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations solaires en Ontario en 2013, la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011.

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 notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans 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.

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	2013	2012	2011
Volumes des ventes (en GWh)			
Offre			
Électricité produite			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	2 728	2 691	2 606
Installations énergétiques de l'Est ²	3 822	4 384	3 714
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ³	8 223	6 906	7 909
Autres achats	13	46	248
	14 786	14 027	14 477
Ventes			
Électricité vendue à contrat			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	7 864	8 240	8 381
Installations énergétiques de l'Est ²	3 822	4 384	3 714
Électricité vendue au comptant			
Installations énergétiques de l'Ouest	3 100	1 403	2 382
	14 786	14 027	14 477
Capacité disponible des centrales⁴			
Installations énergétiques de l'Ouest ^{1,5}	95 %	96 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est ^{2,6}	90 %	90 %	93 %

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

² Ces données comprennent l'acquisition de quatre installations solaires en Ontario en 2013, la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012, la première phase de Gros-Morne depuis novembre 2011 et Montagne-Sèche depuis novembre 2011. Elles tiennent également compte de notre participation de 50 % dans Portlands Energy.

³ Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. Les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été remis en service respectivement au début de septembre 2013 et au début d'octobre 2013.

⁴ 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 du fait que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 45 millions de dollars de plus qu'en 2012, en raison surtout de l'augmentation des volumes achetés dans le cadre de CAE et vendus à des prix réalisés comparables aux niveaux obtenus en 2012.

Le marché énergétique de l'Alberta est resté vigoureux en 2013. La demande d'électricité y a progressé de 2,5 % en 2013, comparativement à 2012. Le prix moyen sur le marché au comptant en Alberta se chiffrait à 80 \$ le MW/h en 2013, soit 25 % de plus que l'année précédente, en raison notamment de trois longues interruptions de la production de centrales alimentées au charbon, de la croissance de la demande et de l'augmentation des prix du gaz naturel. Les prix réalisés sur les ventes d'électricité peuvent être plus élevés ou inférieurs aux prix de l'électricité sur les marchés au comptant pendant une période déterminée en raison des activités liées à la conclusion de contrats.

Les volumes achetés en 2013 ont été supérieurs à ceux de 2012 en raison surtout de la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A, au début de septembre 2013, et du groupe électrogène 2 au début d'octobre 2013 et de l'augmentation des volumes achetés aux termes de la CAE de Sundance B.

En 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est chiffré à 148 millions de dollars de moins qu'en 2011, en grande partie un effet net :

- de la situation de force majeure frappant Sundance A, d'où l'absence de résultat inscrit en 2012;
- de la réduction des achats de volumes d'électricité aux termes de CAE pendant les périodes de faibles prix sur les marchés au comptant;
- du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011;
- de l'augmentation des prix de vente d'électricité réalisés à la suite des activités de passation de contrats.

En 2013, environ 72 % des volumes de ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats (85 % en 2012 et 78 % en 2011).

Installations énergétiques de l'Est

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été semblable à celui de 2012, un effet net :

- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne et des quatre installations solaires acquises en Ontario en 2013;
- de la diminution des produits contractuels de Bécancour.

En 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est se chiffrait à 48 millions de dollars de plus qu'en 2011, un effet net :

- du résultat supplémentaire de Cartier énergie éolienne;
- de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour.

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'OEO loue les huit réacteurs nucléaires à Bruce B, qui sous-loue les réacteurs 1 à 4 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 d'autres dispositions du contrat conclu avec l'OEO. Bruce A recouvre également les coûts de combustible auprès de l'OEO.

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$

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 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$

Bruce B doit rembourser les montants reçus conformément au mécanisme de prix plancher lorsque le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Bruce Power n'a remboursé aucun montant 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)	2013	2012	2011
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹			
Bruce A	202	(149)	33
Bruce B	108	163	77
	310	14	110
Comprend ce qui suit :			
Produits	1 258	763	817
Charges d'exploitation	(618)	(567)	(565)
Amortissement et autres	(330)	(182)	(142)
	310	14	110
Bruce Power – Données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²			
Bruce A ³	82 %	54 %	90 %
Bruce B	89 %	95 %	88 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	81 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus			
Bruce A	123	336	60
Bruce B	140	46	135
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus			
Bruce A	63	18	16
Bruce B	20	25	24
Volumes des ventes (en GWh) ¹			
Bruce A ³	10 033	4 194	5 475
Bruce B	7 824	8 475	7 859
	17 857	12 669	13 334
Prix de vente réalisés par MWh ⁴			
Bruce A	70 \$	68 \$	66 \$
Bruce B	54 \$	55 \$	54 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	62 \$	57 \$	57 \$

¹ Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes excluent la production réputée.

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 des centrales et les volumes des ventes pour 2013 et 2012 comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

⁴ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

La quote-part du bénéfice dans Bruce A en 2013 a été supérieur de 351 millions de dollars à celui de 2012. Cette augmentation est principalement attribuable :

- au résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, qui ont été remis en service en octobre 2012;
- au résultat supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation de West Shift Plus pour entretien préventif aux premier et deuxième trimestres de 2012;
- à la constatation, au premier trimestre de 2013, d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012 et qui a touché la production de Bruce A en 2012 et 2013;
- au résultat supérieur du réacteur 4, compte tenu de l'arrêt pour les travaux d'allongement du cycle de vie, amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013.

La quote-part du bénéfice dans Bruce B en 2013 a été inférieur de 55 millions de dollars à celui de 2012, en raison principalement de la réduction des volumes et de la hausse des coûts d'exploitation découlant d'un nombre plus élevé que prévu de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif.

En 2012, la quote-part du bénéfice dans Bruce A a été de 182 millions de dollars inférieur à celui de 2011. Ce recul s'explique en grande partie par les volumes moins élevés et l'augmentation des coûts d'exploitation résultant des arrêts d'exploitation prévus des réacteurs 3 et 4 du programme West Shift Plus, en partie annulés par le résultat supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

Également en 2012, la quote-part du bénéfice dans Bruce B a augmenté de 86 millions de dollars comparativement à celui de 2011. La hausse tient surtout à la hausse des volumes et à la réduction des coûts d'exploitation découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif, d'une baisse de la charge de location et d'une appréciation des prix réalisés.

La capacité globale disponible des centrales en 2014 devrait se situer à près de 90 % pour Bruce A et B. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un réacteur de Bruce A est prévu pendant le premier semestre de 2014. Des arrêts d'exploitation pour entretien préventif de deux réacteurs de Bruce B sont également prévus pendant les premier et quatrième trimestres de 2014.

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 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 capacité payés aux fournisseurs de capacité dans la région 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 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.

Le prix de 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;
- secteur PJM Interconnection (« PJM »).

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 BAll comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 13.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2013	2012	2011
Produits			
Installations énergétiques ¹	1 484	1 189	1 139
Capacité	295	234	227
Autres ²	56	51	80
	1 835	1 474	1 446
Achats de produits de base revendus	(1 003)	(765)	(618)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(462)	(452)	(514)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(47)	(48)	(41)
BAIIA comparable	323	209	273
Amortissement comparable	(107)	(121)	(109)
BAll comparable	216	88	164

¹ Les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers 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.

² Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

Volumes de vente et capacité disponible

exercices clos les 31 décembre	2013	2012	2011
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite	6 173	7 567	6 880
Achats	9 001	9 408	6 018
	15 174	16 975	12 898
Capacité disponible des centrales¹	84 %	85 %	87 %

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.

En 2013, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a dépassé de 114 millions de dollars US celui de 2012, un effet net de :

- l'appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York;
- l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, en partie annulée par l'incidence de la hausse des coûts des combustibles;
- la hausse des produits et certains ajustements dans les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

En 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a reculé de 64 millions de dollars US par rapport à celui de 2011, un effet net :

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

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont augmenté d'environ 38 % en 2013 comparativement à ceux de 2012. L'augmentation du prix au comptant pour les ventes de capacité et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une appréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2013.

Les prix des produits de base des installations énergétiques aux États-Unis ont été plus élevés en 2013 en raison du redressement des prix du gaz naturel à la suite du creux constaté en 2012. L'accroissement des prix du gaz naturel, de nouvelles restrictions visant le transport d'hydrocarbures dans le Nord-Est des États-Unis et les intempéries survenues pendant l'hiver 2012-2013 et l'été de 2013 ont contribué à une appréciation moyenne des prix de l'électricité de l'ISO d'environ 55 % en Nouvelle-Angleterre et d'environ 33 % à New York en 2013, comparativement à 2012.

Les volumes des ventes physiques ont diminué en 2013, comparativement à 2012. La production a également fléchi du fait d'une production à Ravenswood moins élevée au quatrième trimestre de 2013 par rapport à celle du trimestre correspondant en 2012, alors que cette installation produisait davantage pendant et après la tempête Sandy, qui avait endommagé d'autres installations de production d'électricité et de transmission, ce qui avait fait chuter l'approvisionnement en électricité dans la ville de New York. Les volumes achetés ont également été moins élevés en 2013 par rapport à 2012 en raison de la diminution des achats destinés à des clients commerciaux et industriels dans le marché de la Nouvelle-Angleterre, en partie contrebalancée par la progression des volumes dans le secteur de PJM.

Les produits des installations énergétiques et les achats de produits de base ont progressé respectivement de 25 % et de 31 % en 2013 comparativement à 2012 en raison surtout de la hausse des prix des produits de base mentionnée ci-dessus.

Au 31 décembre 2013, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 4 300 GWh d'électricité, ou 53 % de leur production prévue pour 2014, et pour quelque 1 800 GWh ou 24 % de leur production prévue pour 2015. 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. Cette capacité 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 anticipée 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 2013	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi ³)	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi ³ /j)
Edson	50	725
CrossAlta	68	550
Stockage d'un tiers	38	630
	156	1 905

Le secteur du stockage de gaz naturel contribue 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 au stockage 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 et autres installations

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 13.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Stockage de gaz naturel et autres ¹	73	77	84
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(10)	(6)
BAIIA comparable	63	67	78
Amortissement comparable	(12)	(10)	(12)
BAII comparable	51	57	66

¹ Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans CrossAlta jusqu'en décembre 2012. En décembre 2012, nous avons acheté la participation restante de 40 % dans CrossAlta, ce qui a porté à 100 % notre participation dans ces installations, et nous avons commencé à consolider son exploitation.

Le BAIIA comparable a reculé de 4 millions de dollars en 2013 par rapport à celui de 2012, ce qui est principalement attribuable au rétrécissement des écarts saisonniers dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel, mais annulé en partie par le résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

En 2012, le BAIIA comparable se chiffrait à 11 millions de dollars de moins qu'en 2011, en raison surtout du resserrement des écarts dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel, en partie annulé par une diminution des coûts d'exploitation.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Énergie solaire en Ontario

Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf installations de production d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 500 millions de dollars. Nous avons réalisé l'acquisition de la première installation en juin 2013, en contrepartie d'un montant de 55 millions de dollars, et nous avons procédé à l'acquisition de deux autres installations d'une valeur de 99 millions de dollars en septembre 2013, puis d'une quatrième installation, au prix de 62 millions de dollars, en décembre 2013. Nous prévoyons conclure l'acquisition des cinq autres installations en 2014, sous réserve de l'exécution satisfaisante des travaux de construction connexes et de l'obtention des approbations réglementaires requises. Toute l'électricité produite par les installations d'énergie solaire est déjà vendue ou le sera selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO.

Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle de Cancarb

Nous avons annoncé, le 20 janvier 2014, la conclusion d'une entente portant sur la vente de Cancarb Limited, notre installation de production de noir de carbone thermique, et de l'installation de production d'électricité qui s'y rattache en contrepartie d'un montant de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture. La vente sera conclue vers la fin du premier trimestre de 2014.

Bécancour

En juin 2013, Hydro-Québec nous a informés qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger jusqu'en 2014 l'entente visant l'interruption complète de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. En décembre 2013, nous avons conclu une modification de l'entente d'interruption initiale avec Hydro-Québec afin de prolonger l'interruption de production jusqu'à la fin de 2017. Aux termes de la modification, Hydro-Québec conserve l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption au-delà de 2017. La modification comprend également des dispositions révisées destinées à réduire les paiements que nous verse Hydro-Québec à l'égard des coûts de transport de gaz naturel à Bécancour pendant la période d'interruption de production. Nous conservons toutefois la possibilité de recouvrer le montant complet de nos coûts de capacité, aux termes du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Hydro-Québec, pendant l'arrêt des activités de cette installation. L'exécution définitive de la modification dépend du résultat du processus d'approbation en cours devant la Régie de l'énergie.

Sundance A

Les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A ont été remis en service respectivement en septembre 2013 et en octobre 2013, après un arrêt d'exploitation qui avait commencé en décembre 2010. Un groupe d'arbitrage avait ordonné en juillet 2012 à l'exploitant de reconstruire ces groupes électrogènes.

Les produits et les coûts inscrits aux termes de la CAE de Sundance A pendant le premier trimestre de 2012 ont été contrebalancés par une charge inscrite au trimestre suivant à la suite de la décision rendue en juillet 2012 par un groupe d'arbitrage qui a déterminé que les groupes électrogènes avaient connu une situation de force majeure avec prise d'effet en novembre 2011. Nous avons constaté une charge de 50 millions de dollars dans les résultats du deuxième trimestre de 2012, dont une tranche de 20 millions de dollars était liée à des montants à payer en 2011. Pendant tout l'exercice 2011, les produits et les coûts avaient été inscrits comme si

ces arrêts d'exploitation avaient été assimilés à des interruptions d'approvisionnement, conformément aux modalités des CAE.

Bruce Power

En avril 2013, Bruce Power a annoncé la conclusion d'une entente avec l'OEO visant à prolonger le prix plancher pour Bruce B jusqu'à la fin de la présente décennie, ce qui devrait coïncider avec la fin de la durée d'exploitation des réacteurs de Bruce B en 2019 et 2020.

Le réacteur 4 de la centrale Bruce A de Bruce Power a été remis en service en avril 2013 après l'exécution du programme d'investissement en vue de prolonger le cycle de vie amorcé en août 2012. L'investissement devrait permettre au réacteur 4 de demeurer en exploitation au moins jusqu'en 2021.

Le 31 janvier 2014, Cameco Corporation (« Cameco ») a annoncé qu'elle acceptait de vendre sa participation de 31,6 % de la société en commandite Bruce B à BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »). Nous étudions la possibilité d'accroître notre part de participation dans Bruce B.

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 construction se poursuit conformément au calendrier prévu et nous prévoyons terminer le processus d'obtention des permis vers la fin de 2014. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, et l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2017 ou au début de 2018.

Installations énergétiques aux États-Unis

Les prix de capacité dans la région de New York sont déterminés au moyen d'une série de ventes aux enchères de capacité à terme et reposent sur un prix dicté par la courbe de la demande et destiné à établir le prix mensuel sur le marché au comptant. Les intrants de la courbe de demande comprennent notamment des hypothèses sur le coût anticipé de la technologie de production en période de pointe qui s'appliqueraient vraisemblablement à de nouveaux concurrents sur le marché. En janvier 2014, la FERC a accepté un nouveau tarif destiné à la courbe de demande déposé par l'ISO de New York dans le cadre du processus de rétablissement des tarifs en vigueur pendant les trois années à venir (« rétablissement de la courbe de demande »). La demande prévoyait une modification de la technologie de production employée pour le rétablissement de la courbe de demande par rapport à la technologie utilisée lors du processus précédent pour la zone J de New York, où est exploitée la centrale Ravenswood. Nous ne croyons pas que cette modification aura une incidence sur les prix de capacité dans la zone J en 2014, mais cette nouvelle hypothèse pourrait avoir un effet négatif sur les prix de capacité en 2015 et en 2016.

En outre, une autre décision récente de la FERC touchant les futures ventes aux enchères de la capacité dans le territoire du New England Power Pool (« NEPOOL ») pourrait se traduire par une amélioration des conditions touchant les prix de capacité de nos installations situées dans le NEPOOL à partir de 2018.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 78 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 prix de l'électricité et, par conséquent, 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 capacité peuvent avoir une incidence considérable sur ces entreprises, particulièrement dans la région de New York. Les prix de 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 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 prévu. 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 capacité, ou les 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 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)	2013	2012	2011
Intérêts débiteurs comparables	1 045	1 037	1 080
Intérêts créditeurs et autres comparables	(80)	(126)	(94)
Charge d'impôts comparable	656	472	565
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	105	96	107
Dividendes sur les actions privilégiées	20	22	22

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)			
Libellés en dollars CA	495	513	490
Libellés en dollars US	766	740	734
Change	20	-	(7)
	1 281	1 253	1 217
Intérêts divers et amortissement	51	84	165
Intérêts capitalisés	(287)	(300)	(302)
Intérêts débiteurs comparables	1 045	1 037	1 080

Les intérêts débiteurs comparables en 2013 ont augmenté de 8 millions de dollars par rapport à ceux de 2012. L'augmentation est attribuable à la hausse des intérêts dans le cadre des émissions de titres d'emprunt à long terme de :

- 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013;
- 500 millions de dollars US en juillet 2013;
- 750 millions de dollars en juillet 2013;
- 500 millions de dollars US en juillet 2013 par TC PipeLines, LP;
- 750 millions de dollars US en janvier 2013;
- 1,0 milliard de dollars US en août 2012;

et à la hausse du taux de change sur les intérêts débiteurs liés à des titres d'emprunt libellés en dollars US, contrebalancée en partie par les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars CA et US. En outre, la diminution des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Bruce Power, en 2012, a été annulée en partie par l'augmentation des intérêts capitalisés du projet de la côte du golfe du Mexique.

En 2012, les intérêts débiteurs comparables se sont repliés de 43 millions de dollars comparativement à ceux de 2011, en raison des intérêts débiteurs moins élevés sur les montants à payer à des sociétés affiliées et de l'incidence de remboursements sur la dette de 980 millions de dollars et de 1 272 millions de dollars en 2012 et en 2011. Cette baisse a été contrée en partie par l'incidence défavorable du raffermissement du dollar US sur les intérêts libellés dans cette devise et de l'augmentation des intérêts dans le cadre des émissions de titres d'emprunt de :

- 1,0 milliard de dollars US en août 2012,
- 500 millions de dollars US en mars 2012,
- 750 millions de dollars en novembre 2011,
- 350 millions de dollars US en juin 2011 par TC PipeLines, LP.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont reculé de 46 millions de dollars comparativement à ceux de 2012. Cette baisse s'explique surtout par les pertes constatées en 2013, au lieu des gains réalisés en 2012, à l'égard du règlement des instruments dérivés servant à gérer l'exposition nette 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 2012, les intérêts créditeurs et autres comparables avaient progressé de 32 millions de dollars comparativement à ceux de 2011, du fait de 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.

Comparativement à celle de 2012, la charge d'impôts comparable a augmenté de 184 millions de dollars en 2013, en grande partie du fait de la hausse du résultat avant les impôts et des variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadien et étrangers. En 2012, la charge d'impôts comparable a reculé de 93 millions de dollars comparativement à celle de 2011, en raison surtout de la diminution du résultat avant les impôts.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté en 2013 comparativement à celui de 2012 en grande partie en raison de la vente d'une participation de 45 % dans GTN LLC et Bison à TC PipeLines, LP en juillet 2013.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a connu une baisse en 2012 par rapport à 2011 en grande partie en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP attribuable principalement au recul du résultat de Great Lakes, annulée en partie par la prise en compte du résultat de GTN et de Bison pour tout l'exercice.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources 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.

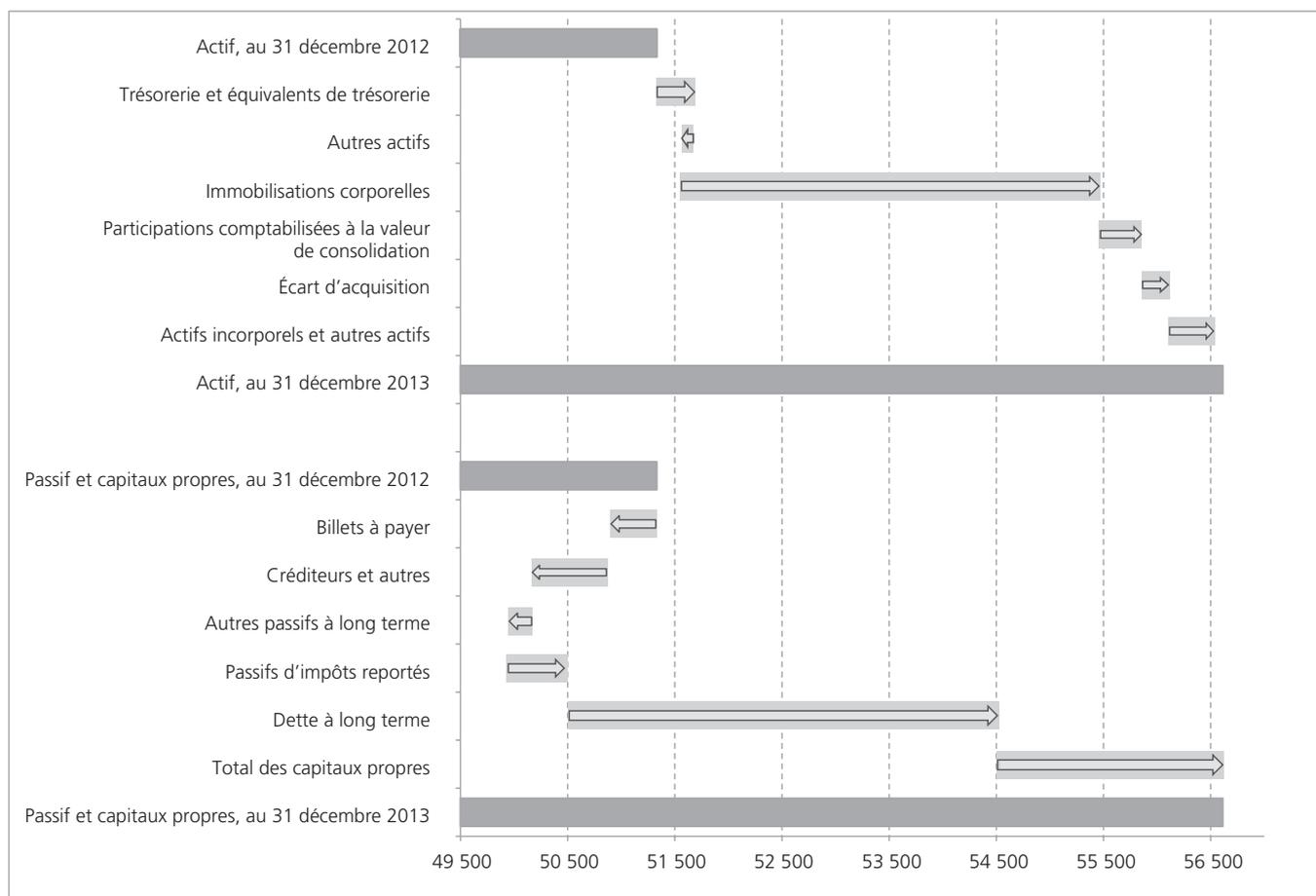
Nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2013, le total des actifs avait augmenté de 5,3 milliards de dollars, et le passif total avait progressé de 3,2 milliards de dollars. Le total des capitaux propres se chiffrait à 2,1 milliards de dollars de plus qu'à pareille date en 2012.

La hausse des actifs provient surtout de la progression des immobilisations corporelles, des actifs incorporels et autres actifs et du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Les immobilisations corporelles ont augmenté de 3,9 milliards de dollars du fait principalement de la construction du projet de la côte du golfe du Mexique, de l'expansion de notre réseau pipelinier au Mexique et des investissements supplémentaires dans le réseau de NGTL.

La hausse de 0,5 milliard de dollars des actifs incorporels et autres actifs est surtout attribuable aux projets d'investissement en cours d'aménagement. Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté de 0,4 milliard de dollars en raison de notre participation accrue dans Bruce B.



Structure du capital

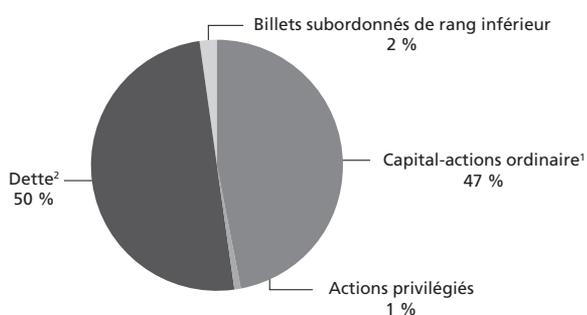
aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Billets à payer	1 842	2 275
Montants à recevoir de sociétés affiliées	(2 721)	(2 889)
Montants à payer à des sociétés affiliées	1 439	1 904
Dette à long terme	22 865	18 913
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	994
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(895)	(537)
Dette nette, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	23 593	20 660
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	20 021	18 304
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle	1 417	1 036
Total des capitaux propres	21 438	19 340
	45 031	40 000

En 2013, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 4,3 milliards de dollars et remboursé des titres d'emprunt à long terme d'une valeur de 1,3 milliard de dollars. Le raffermissement du dollar US a également contribué à une hausse de 1 milliard de dollars à la conversion de notre dette libellée en dollars US. Toujours en 2013, les billets à payer ont reculé de 0,4 milliard de dollars et la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont progressé de 0,4 milliard de dollars.

En 2013, le total des capitaux propres a augmenté de 2,1 milliards de dollars en raison principalement d'une majoration du bénéfice non réparti, d'émissions d'actions ordinaires d'une valeur de 899 millions de dollars en faveur de TransCanada et de l'émission de parts ordinaires d'une valeur de 400 millions de dollars par TC PipeLines, LP.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2013



¹ Comprend nos participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP et Portland.

² Déduction faite de la trésorerie et des montants à recevoir de ou à payer à des sociétés affiliées et à l'exclusion des billets subordonnés de rang inférieur.

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 au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que par des activités de financement sur les marchés financiers.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 643	3 546	3 567
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(5 120)	(3 256)	(3 054)
(Insuffisance) surplus	(1 477)	290	513
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 807	(367)	(536)
	330	(77)	(23)

Notre liquidité continuera de comporter des flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, des facilités de crédit confirmées, de notre capacité d'accéder aux marchés des titres d'emprunt et des actions, autant au Canada qu'aux États-Unis, et de la gestion de portefeuille, y compris d'autres cessions d'actifs à TC PipeLines, LP.

Au 31 décembre 2013, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière. Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit auxquels certaines de 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, ces 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.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Fonds provenant de l'exploitation	3 977	3 259	3 360
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(334)	287	207
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 643	3 546	3 567

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 13.

Au 31 décembre 2013, notre passif à court terme était supérieur à notre actif à court terme, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement d'exploitation de 907 millions de dollars. Cette insuffisance à court terme, qui est jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise, est gérée au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation;
- de l'accès aux marchés financiers nord-américains;
- de facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées mais inutilisées d'une valeur approximative de 5 milliards de dollars.

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Dépenses en immobilisations	4 461	2 595	2 513
Autres activités d'investissement	659	661	541

En 2013, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement pour la construction du projet de la côte du golfe, l'expansion du réseau de NGTL et la construction de nos gazoducs au Mexique. Au nombre des autres activités d'investissement en 2013, citons l'acquisition de quatre installations solaires en Ontario auprès de Canadian Solar Solutions Inc.

Nous travaillons à l'aménagement de projets de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme d'une valeur de 38 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 38 milliards de dollars comprend un montant de 12 milliards de dollars destiné à des projets de petite ou de moyenne envergure et un montant de 26 milliards de dollars destiné à de grands projets qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et par une combinaison d'options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- des actions privilégiées;
- des titres hybrides;
- la gestion de portefeuille, y compris d'autres cessions d'actifs à TC PipeLines, LP ou la vente d'actifs;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

Les autres options de financement possibles comprennent des émissions distinctes de titres de participation.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012	2011
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	4 253	1 491	1 622
Remboursements sur la dette à long terme	(1 286)	(980)	(1 272)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(492)	449	(224)
Dividendes et distributions versés	(1 454)	(1 361)	(1 294)
Avances (aux) des sociétés affiliées, montant net	(297)	(235)	(2 090)
Actions ordinaires émises	899	269	2 401
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	384	-	321
Actions privilégiées rachetées	(200)	-	-

Titres d'emprunt à long terme émis :

- en janvier 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 750 millions de dollars US échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt au taux de 0,75 % par année;
- en juillet 2013, des billets de trois ans à intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres d'une valeur de 500 millions de dollars US échéant le 30 juin 2016 et portant intérêt au taux annuel initial de 0,95 %;
- en juillet 2013, des billets à moyen terme à échéance de dix ans d'une valeur de 450 millions de dollars échéant le 19 juillet 2023 et portant intérêt au taux de 3,69 % par année;
- en juillet 2013, des billets à moyen terme à échéance de trente ans d'une valeur de 300 millions de dollars échéant le 15 novembre 2041 et portant intérêt au taux de 4,55 % par année;
- en octobre 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2023 et portant intérêt au taux de 3,75 % par année;
- en octobre 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2043 et portant intérêt au taux de 5,0 % par année.

Titres d'emprunt à long terme remboursés :

- en juin 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 350 millions de dollars US portant intérêt au taux de 4,00 %;
- en août 2013, des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 500 millions de dollars US portant intérêt au taux de 5,05 %.

En janvier 2013, nous avons émis 7,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, ce qui a donné lieu à un produit de 345 millions de dollars.

En mars 2013, nous avons émis 3,1 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, ce qui a donné lieu à un produit de 154 millions de dollars.

En octobre 2013, nous avons racheté la totalité des quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U en circulation. Ces actions ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré de 0,5907 \$ au titre des dividendes courus et impayés. Les actions de série U en circulation avaient une valeur nominale totale de 200 millions de dollars et étaient assorties d'un montant total de 11,2 millions de dollars au titre des dividendes annualisés.

En novembre 2013, nous avons émis 8,5 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, ce qui a donné lieu à un produit de 400 millions de dollars.

En janvier 2014, nous avons émis 9,1 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, ce qui a donné lieu à un produit de 440 millions de dollars.

En janvier 2014, nous avons annoncé le rachat des actions privilégiées de série Y à un prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru mais impayé de 0,2455 \$. La valeur nominale totale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé global de 11 millions de dollars.

Le produit net des émissions susmentionnées a servi aux fins générales de la société et à réduire la dette à court terme.

En mai 2013, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part ordinaire pour un produit brut de 388 millions de dollars US. TCPL a investi un montant supplémentaire d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %.

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a contracté un emprunt à moyen terme de cinq ans de 500 millions de dollars US échéant en juillet 2018. Le produit de l'appel public à l'épargne, de l'emprunt à terme et de l'apport du commandité a été affecté au financement de l'achat de la participation de 45 % de notre société dans GTN et Bison.

Au 31 décembre 2013, nous avons des capacités inutilisées de 2,0 milliards de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 4,0 milliards de dollars US aux termes de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis visant à faciliter l'accès futur aux marchés nord-américains des titres d'emprunt et de capitaux propres.

Facilités de crédit

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial. Ces programmes ainsi que des facilités de crédit à vue supplémentaires servent à des fins générales, notamment à l'émission de lettres de crédit et à fournir des liquidités additionnelles. Au

31 décembre 2013, nous disposions de facilités de crédit non garanties de 6,2 milliards de dollars (5,3 milliards de dollars en 2012), notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2018
1,0 milliard de dollars US	0,8 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable destinée aux activités générales de TCPL USA	Novembre 2014
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis	Novembre 2014
1,1 milliard de dollars	0,3 milliard de dollars	TCPL / TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2013, nous avons prélevé 0,7 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	À vue

Au 31 décembre 2013, 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.

Financement par emprunt d'apparentés

Les emprunts d'apparentés représentent les montants à recevoir de ou à payer aux sociétés affiliées.

	Encours	Objet	Échéance
Billets à escompte	2,7 milliards de dollars	Billets à escompte émis en faveur de TransCanada; affectés à des fins générales	2014
Facilité de crédit	0,6 milliard de dollars US	Facilité de crédit renouvelable à vue auprès de TransCanada; affectée à des fins générales	s.o.
Facilité de crédit	0,9 milliard de dollars	Facilité de crédit non garantie de TransCanada Energy Investments Ltd.; 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 (par période)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)					
	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	1 842	1 842	-	-	-
Dettes à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	23 928	973	3 751	2 494	16 710
Contrats de location-exploitation (versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	752	90	177	160	325
Obligations d'achat	8 187	3 134	2 914	1 068	1 071
Autres passifs à long terme figurant au bilan	386	8	16	18	344
	35 095	6 047	6 858	3 740	18 450

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 des employés.

Dette à long terme

À la fin de 2013, la dette à long terme s'élevait à 22,9 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur se chiffraient à 1,1 milliard de dollars, comparativement à respectivement 18,9 milliards de dollars et 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2012.

Le total des billets à payer était de 1,8 milliard de dollars à la fin de 2013, contre 2,3 milliards de dollars à la fin de 2012.

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 de capital et les paiements d'intérêt liés à la dette à long terme prévus en date du 31 décembre 2013 sont indiqués ci-après.

Remboursements de capital

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	1 842	1 842	-	-	-
Dette à long terme	22 865	973	3 751	2 494	15 647
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	-	-	-	1 063
	25 770	2 815	3 751	2 494	16 710

Paiements d'intérêt

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Dette à long terme	16 798	1 254	2 315	2 111	11 118
Billets subordonnés de rang inférieur	3 614	68	135	135	3 276
	20 412	1 322	2 450	2 246	14 394

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, des services et du 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 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 parce qu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. Notre quote-part de l'électricité achetée aux termes des CAE en 2013 était de 242 millions de dollars (238 millions de dollars en 2012; 309 millions de dollars en 2011).

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.

Les dépenses en immobilisations engagées comprennent les contrats conclus pour la construction de projets axés sur la croissance et tiennent compte du respect des échéances des projets en cours. Toute modification de ces projets, y compris leur annulation, entraînerait une réduction de ces engagements, voire leur élimination, en raison des efforts de réduction des coûts.

Paielements exigibles (par période)

(ne comprend pas les cotisations aux régimes de retraite)

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Gazoducs					
Transport par des tiers ¹	463	134	173	133	23
Dépenses en immobilisations ^{2,3}	1 252	845	407	-	-
Autres	13	7	4	2	-
Oléoducs					
Dépenses en immobilisations ^{2,4}	2 537	1 223	1 188	126	-
Autres	70	7	14	14	35
Énergie					
Achats de produits de base ⁵	2 568	496	929	655	488
Dépenses en immobilisations ^{2,6}	120	47	60	13	-
Autres ⁷	1 140	353	137	125	525
Siège social					
Technologie de l'information et autres	24	22	2	-	-
	8 187	3 134	2 914	1 068	1 071

¹ Les taux sont principalement fondés sur les niveaux connus pour 2013. Les taux de demande pourraient changer après 2013. 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 des 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 de premier rang 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 NGTL et des projets pipeliniers au Mexique.

⁴ Les dépenses en immobilisations ont principalement trait à Keystone XL et à l'oléoduc Grand Rapids.

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 les autres obligations d'achat d'installations solaires 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 installations d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW en contrepartie d'un montant d'environ 500 millions de dollars. À ce jour, nous avons acheté quatre installations pour un montant de 216 millions de dollars, et nous prévoyons acquérir les autres installations en 2014.

GARANTIES

Bruce Power

Avec nos partenaires d'investissement, Cameco et BPC, nous avons 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 celle d'une durée illimitée et à laquelle aucun risque n'est lié.

En outre, en collaboration avec BPC, 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 2013, notre quote-part du risque découlant de ces garanties de Bruce A et B était évaluée à 629 millions de dollars. La valeur comptable estimative de ces garanties est de 8 millions de dollars. Notre risque aux termes de ces garanties est illimité.

Autres entités détenues conjointement

Avec nos associés dans certaines autres entités détenues en partie, nous avons garanti conjointement, solidairement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités dans le contexte, principalement, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. La durée de ces garanties varie de 2014 à 2040.

Au 31 décembre 2013, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 51 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 10 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 SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

En 2014, nous nous attendons à capitaliser environ 70 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 34 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous prévoyons en outre fournir à notre régime canadien de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 47 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

En 2013, nous avons capitalisé 79 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 6 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 29 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni 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.

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 2015. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2013 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts inhabituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite est passé de 99 millions de dollars en 2012 à 134 millions de dollars en 2013, en raison surtout d'une baisse du taux d'actualisation utilisé pour 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 la 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 du 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 grand 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, l'aménagement de nos infrastructures 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 ces actifs produiront 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 et de fonctions critiques et être lourdes 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 significatives 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 de l'ONÉ exige que toutes les sociétés pipelinaires 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 cette initiative, l'ONÉ a énoncé plusieurs principes directeurs. Il a notamment reconnu 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 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 cession 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 que 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 les déversements et les rejets.

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. En 2013, nous avons engagé 376 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines que

nous exploitons, soit 67 millions de dollars de plus qu'en 2012, en raison principalement 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 du fait de l'empiètement de la population sur les emprises pipelinières. 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 généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles n'influent guère 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 en 2013 a continué d'être plus reluisante que les données repères de l'industrie. Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs du secteur des installations énergétiques sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques et le matériel connexe.

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.

Comme mentionné dans la section « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie du guide d'exploitation de notre système de gestion des incidents. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les effets sur l'environnement de problèmes liés à nos activités d'exploitation causés par une catastrophe naturelle.

Respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nos installations sont assujetties à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques 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 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 se fondent 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 le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2013, nous avons inscrit environ 32 millions de dollars relativement à ces obligations (37 millions de dollars à la fin de l'exercice 2012), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et 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 de gaz à effet de serre

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses 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 existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie depuis 2007. Nos installations du réseau de NGTL sont assujetties à ce règlement, tout comme les installations de Sundance et de Sheerness. Pour le réseau de NGTL, 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. Nous avons inscrit des coûts estimatifs liés aux émissions de GES de 25 millions de dollars pour 2013 (15 millions de dollars en 2012), aux termes de ce règlement;
- 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 2013, nous avons inscrit des coûts de 6 millions de dollars (5 millions de dollars en 2012) relativement à la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique;
- 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 plafonnement 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 2013, nous avons inscrit 6 millions de dollars (3 millions de dollars en 2012) au titre de notre participation aux allocations trimestrielles de quotas dans le cadre de la RGGI;
- au Québec, le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES* est entré en vigueur en décembre 2011 et a été modifié de façon importante en décembre 2012. Les émissions de GES de Bécancour sont assujetties à ce règlement depuis janvier 2013. Aux termes du règlement, le gouvernement a attribué des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour pour 2013. Les autres droits ont été achetés dans le cadre d'un processus de ventes aux enchères. Les installations pipelinières du Québec sont également assujetties à ce règlement et ont acheté des instruments de conformité. Nous avons inscrit moins de 1 million de dollars au titre de la conformité avec ce règlement;

- en 2013, la Californie a également mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange qui touche les importateurs d'électricité et un certain nombre d'émetteurs industriels d'émissions de GES. Nos coûts liés à ce programme se sont chiffrés à moins de 1 million de dollars.

Plusieurs initiatives fédérales, régionales, étatiques et provinciales sont en cours d'élaboration. Les événements économiques peuvent avoir des répercussions inattendues sur la portée de nouveaux règlements 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.

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 incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Ces stratégies, politiques et limites 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 des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. 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'infrastructure ou y investissons, nous achetons ou 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 peuvent influencer 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 précise 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 répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Risque lié au prix des produits de base

Nous utilisons un certain nombre de stratégies pour réduire le risque lié 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 le risque lié 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 comptabilisées en dollars US, le risque lié aux fluctuations de cette devise auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs des titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

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 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

2013	1,03
2012	1,00
2011	0,99

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 13 pour un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2013	2012	2011
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	542	660	761
BAII comparable des oléoducs aux États-Unis	389	363	301
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	216	88	164
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(766)	(740)	(734)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	219	124	116
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(196)	(192)	(192)
	404	303	416

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises de taux d'intérêt, 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.

Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013		2012	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2014 à 2019) ²	(201)	3 800 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2014)	(11)	850 US	-	250 US
	(212)	4 650 US	82	4 050 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net consolidé comprenait en 2013 des gains réalisés nets de 29 millions de dollars (gains de 30 millions de dollars en 2012) 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 millions de dollars)	2013	2012
Valeur comptable	14 200 (13 400 US)	11 100 (11 200 US)
Juste valeur	16 000 (15 000 US)	14 300 (14 400 US)

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir les investissements nets de la société dans des établissements étrangers au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Autres actifs à court terme	5	71
Actifs incorporels et autres actifs	-	47
Créditeurs et autres	(50)	(6)
Autres passifs à long terme	(167)	(30)
	(212)	82

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 essuyer une perte financière. Pour gérer ce risque, nous utilisons des techniques de gestion de 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 que 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 2013, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Le 31 décembre 2013, la concentration du risque de crédit était de 240 millions de dollars (259 millions de dollars en 2012) 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.

La page 69 traite de notre situation financière plus en détail.

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. 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

Nous avons effectué, sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, une évaluation de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information en date du 31 décembre 2013, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière à ce que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

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

Nous devons faire le nécessaire pour établir et gérer un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel

de la société, afin de donner une assurance raisonnable que la présentation de l'information financière et la préparation des états financiers aux fins de leur publication sont conformes aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2013 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié en 1992 par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2013, le contrôle interne à l'égard de l'information financière est efficace.

Restrictions relatives à l'efficacité des contrôles

L'évaluation faite par la direction comprenait une évaluation de la conception et de la vérification de l'efficacité opérationnelle du contrôle interne à l'égard de l'information financière. En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou procédures diminue.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2014, la direction a mis en œuvre un système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») qui n'a eu aucune incidence sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2013. Ce système devrait entraîner, en 2014, la modification de certains processus à l'appui du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. La direction continuera de surveiller ces processus.

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 2013 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR, nous devons faire certaines estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur 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.

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 avoir une incidence significative sur les états financiers.

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Selon les PCGR, une société a le droit de recourir à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (« CATR ») 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 manière 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 CATR. 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. 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)	2013	2012
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 735	1 629
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	42	178
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	229	268
Passif à court terme (inclus dans créditeurs et autres)	7	100

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 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

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir 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 perte de valeur pour l'écart d'acquisition et si nous déterminons qu'il n'est pas 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 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 changements dans la demande des clients de Great Lakes à l'égard de la capacité et des services pipeliniers, des conditions climatiques, des stocks de gaz naturel, de l'issue de décisions rendues par des organismes de réglementation. Notre quote-part de l'écart d'acquisition de Great Lakes, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 266 millions de dollars US au 31 décembre 2013 (266 millions de dollars US en 2012).

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 pour qu'il soit possible de les évaluer au prix d'un effort raisonnable, nous constatons dans nos états financiers la juste valeur de l'obligation liée 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 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'Initiative de consultation relative aux questions foncières (« ICQF ») de l'ONÉ, toutes les sociétés pipelinaires 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 cette 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 pipelières, 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. En février 2013, l'ONÉ a publié les motifs de sa décision touchant l'estimation des coûts liés à la cessation d'exploitation. Nous avons ensuite présenté des estimations révisées en avril 2013 et en janvier 2014. Nous avons présenté en février et en avril 2013 les demandes relatives aux mécanismes de perception et de mise de côté. Une audience orale portant sur ces deux demandes a été ouverte le 14 janvier 2014. 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 dépendront de l'issue de l'instance ouverte en 2014 au sujet du mécanisme de perception.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments 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.

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme est évaluée selon l'approche bénéfiques au moyen des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables établis par des fournisseurs de données externes. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés tient compte du risque de crédit.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Échéances contractuelles des passifs financiers non dérivés

Le tableau suivant précise les échéances contractuelles à venir de nos passifs financiers non dérivés, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et des intérêts.

Remboursements contractuels du capital des passifs financiers non dérivés

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Billets à payer	1 842	1 842	-	-	-
Dette à long terme	22 865	973	3 751	2 494	15 647
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	-	-	-	1 063
	25 770	2 815	3 751	2 494	16 710

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers non dérivés

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Dette à long terme	16 798	1 254	2 315	2 111	11 118
Billets subordonnés de rang inférieur	3 614	68	135	135	3 276
	20 412	1 322	2 450	2 246	14 394

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même

catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont été inscrits en tant que couvertures économiques (instruments détenus à des fins de transaction) afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent, ce qui peut exposer la société à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

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 de la CATR, 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.

Juste valeur des 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 bénéficiaire 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 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 selon d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Autres actifs à court terme	395	259
Actifs incorporels et autres actifs	112	187
Créditeurs et autres	(357)	(283)
Autres passifs à long terme	(255)	(186)
	(105)	(23)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

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. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

aux 31 décembre 2013 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2014	2015 et 2016	2017 et 2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction				
Actifs	346	268	74	4
Passifs	(371)	(288)	(81)	(2)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Actifs	161	128	33	-
Passifs	(241)	(70)	(143)	(28)
	(105)	38	(117)	(26)

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé des résultats

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2013	2012
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	19	(30)
Gaz naturel	17	2
Change	(10)	(1)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(49)	5
Gaz naturel	(13)	(10)
Change	(9)	26
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Électricité	(19)	(130)
Gaz naturel	(2)	(23)
Intérêts	5	7

¹ Le montant net 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 est inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Le montant net des gains et des 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 est inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Au 31 décembre 2013, toutes les relations de couverture étaient désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui étaient désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 5 millions de dollars (10 millions de dollars en 2012) et une valeur nominale de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2012). En 2013, le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur s'établissait à 6 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012) et était inclus dans les intérêts débiteurs. En 2013 et en 2012, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

³ La partie 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 du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. En 2013 et 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.

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

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)		
Électricité	117	83
Gaz Naturel	(1)	(21)
Change	5	(1)
	121	61
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)		
Électricité	40	147
Gaz Naturel	4	54
Intérêts	16	18
	60	219
Gains sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)		
Électricité	8	7
	8	7

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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 vigueur et des prix du marché au 31 décembre 2013, la juste valeur de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012), et nous avons fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2012) dans le cours normal des affaires.

Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2013, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012). 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.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2013

Compensation dans le bilan

Le 1^{er} janvier 2013, nous avons adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») sur la présentation d'informations au sujet de la compensation d'actifs et de passifs publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») pour permettre au lecteur d'évaluer les incidences des accords de compensation sur notre situation financière. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues

au sujet de certains instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR en vigueur ou qui sont visés par un accord de compensation cadre ou une entente semblable.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2013, nous avons adopté l'ASU sur la déclaration des montants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu publiée par le FASB. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des montants importants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le bénéfice net.

Modifications comptables futures

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié une recommandation concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. L'ASU s'applique rétrospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence significative.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. L'adoption par anticipation est permise au début de l'exercice d'une entité. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence significative.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence d'un report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2014. L'adoption par anticipation est permise. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence significative.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

2013	T4	T3	T2	T1
Produits	2 332	2 204	2 009	2 252
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	436	494	381	458
Résultat comparable	426	460	373	382
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,58 \$	0,66 \$	0,51 \$	0,62 \$

2012	T4	T3	T2	T1
Produits	2 089	2 126	1 847	1 945
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	315	379	282	362
Résultat comparable	327	359	310	373
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,43 \$	0,51 \$	0,38 \$	0,49 \$

Facteurs influant sur l'information 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 des débits 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 nets 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 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 trimestrielle, selon le trimestre

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.

Le résultat comparable ne comprend pas 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 satisfont 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.

Au deuxième trimestre de 2013, le résultat comparable excluait un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.1 en juin 2013.

Au premier trimestre de 2013, le résultat comparable excluait un bénéfice net de 84 millions de dollars constaté en 2013 à l'égard du résultat de 2012 attribuable à une décision de l'ONÉ.

Au deuxième trimestre de 2012, le résultat comparable excluait une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) suivant la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2013

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012
BAIIA	1 320	1 040
Activités de gestion des risques non comparables avec incidence sur le BAIIA	(29)	12
BAIIA comparable	1 291	1 052
Amortissement comparable	(396)	(343)
BAII comparable	895	709
Autres postes de l'état des résultats		
Intérêts débiteurs comparables	(254)	(262)
Intérêts créditeurs et autres comparables	19	30
Charge d'impôts comparable	(196)	(122)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(35)	(23)
Dividendes sur les actions privilégiées	(3)	(5)
Résultat comparable	426	327
Poste particulier (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques ¹	10	(12)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	436	315
Intérêts débiteurs comparables	(254)	(262)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	-	-
Intérêts débiteurs	(254)	(262)
Intérêts créditeurs et autres comparables	19	30
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	(9)	(5)
Intérêts créditeurs et autres	10	25
Charge d'impôts comparable	(196)	(122)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques ¹	(10)	5
Charge d'impôts	(206)	(117)

¹

trimestres clos les 31 décembre (non audité) (en millions de dollars)	2013	2012
Gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques :		
Installations énergétiques au Canada	(2)	(6)
Installations énergétiques aux États-Unis	36	(5)
Stockage de gaz naturel	(5)	(1)
Change	(9)	(5)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(10)	5
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	10	(12)

BAIIA comparable et BAII comparable, selon le secteur d'exploitation

trimestres clos les 31 décembre 2013					
(non audité) (en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	778	198	346	(31)	1 291
Amortissement comparable	(280)	(38)	(74)	(4)	(396)
BAII comparable	498	160	272	(35)	895

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

Résultat comparable

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2013 s'est établi à 99 millions de dollars de plus qu'à la même période en 2012.

La hausse du résultat comparable est surtout attribuable :

- à la hausse de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power, qui reflète le résultat supplémentaire du réacteur 4 résultant de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et de la remise en service des réacteurs 1 et 2;
- à l'amélioration du résultat du réseau principal au Canada en raison de l'augmentation du RCA, qui est passé de 8,08 % en 2012 à 11,50 % en 2013 par suite de la décision de l'ONÉ;
- à la progression du résultat du réseau de NGTL découlant du relèvement de la base tarifaire moyenne associée aux investissements faits en 2012 et en 2013 et de l'incidence du règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé par l'ONÉ en novembre 2013 qui comprenait l'augmentation du RCA et les revenus incitatifs;
- au résultat plus élevé du réseau d'oléoducs Keystone en raison principalement de l'augmentation des volumes.

Ces hausses ont été en partie annulées par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis en raison de l'affaiblissement des produits des services de transport d'ANR et du résultat inférieur de GTN et de Bison découlant de la réduction de notre participation effective, qui est passée de 83 % à 50 % à partir de juillet 2013;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest à la suite principalement de l'affaiblissement des prix réalisés pour la vente d'électricité.

Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 436 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2013 comparativement à 315 millions de dollars pour la même période en 2012.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs

Le BAII comparable des gazoducs a augmenté de 44 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison de l'augmentation du résultat du réseau principal au Canada découlant de la décision rendue en mars 2013 par l'ONÉ et du résultat plus élevé du réseau de NGTL découlant du relèvement de la base tarifaire moyenne associé aux dépenses en immobilisations faites en 2013 et de l'incidence du règlement de NGTL pour 2013-2014, qui prévoyait un RCA porté à 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ces hausses ont été partiellement annulées par l'affaiblissement de l'apport de GTN et de Bison à la suite du recul de la participation effective et

de la combinaison d'un repli des produits et d'une augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'ANR.

L'amortissement comparable dans le secteur des gazoducs a augmenté de 44 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison d'un redressement, en 2013, du taux d'amortissement composé autorisé dans le règlement de NGTL pour 2013-2014 approuvé en novembre 2013, du relèvement de la base tarifaire du réseau de NGTL et de l'effet de la décision de l'ONÉ sur le réseau principal au Canada.

Gazoducs au Canada

Le résultat comparable du réseau principal au Canada a progressé de 29 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 par rapport à la même période en 2012, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ en mars 2013 et du relèvement des revenus incitatifs. Par ailleurs, l'ONÉ a approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour les exercices compris dans la période de 2012 à 2017, alors que le dernier RCA approuvé, appliqué pour comptabiliser les résultats de 2012, était de 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, ainsi qu'un mécanisme incitatif fondé sur le total des produits nets. L'appréciation du résultat comparable découle presque entièrement du relèvement du RCA et de certains revenus incitatifs.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a crû de 17 millions de dollars au cours du trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison de l'effet du règlement de NGTL pour 2013-2014, qui prévoyait une augmentation du RCA et des revenus incitatifs et une base tarifaire plus élevée liée aux dépenses en immobilisations faites en 2012 et en 2013. Le règlement approuvé par l'ONÉ en novembre 2013 établissait un RCA de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, au lieu d'un ratio de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2012. Le règlement comprend également des montants fixes pour certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Gazoducs aux États-Unis

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a diminué de 30 millions de dollars US pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la période correspondante en 2012, un effet net :

- de la chute des produits des services de transport et de stockage d'ANR;
- des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés à l'égard des services fournis par d'autres gazoducs à ANR;
- de l'apport moindre de GTN et de Bison à la suite de la diminution de notre participation effective dans chaque gazoduc, qui a été ramenée de 83 % en 2012 à 50 % à partir du 1^{er} juillet 2013;
- du relèvement de l'apport de Portland attribuable à la hausse des produits à court terme.

Oléoducs

Le BAIIA comparable du secteur des oléoducs s'est accru de 26 millions de dollars, hausse attribuable principalement au réseau d'oléoducs Keystone, qui affiche une progression de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement au même trimestre en 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable à des volumes plus élevés.

Énergie

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012, un effet net :

- de l'accroissement de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power du fait surtout du résultat supplémentaire du réacteur 4 qui vient du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et de la remise en service des réacteurs 1 et 2;
- du résultat plus élevé des installations énergétiques des États-Unis attribuable principalement à la hausse des prix de capacité de New York, mais contrebalancé par une réduction des volumes, en particulier ceux de Ravenswood;

- de l'affaiblissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest produit principalement par la diminution des prix réalisés sur les ventes d'électricité, mais en partie annulé par la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement au début de septembre 2013 et au début d'octobre 2013.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a reculé de 24 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 par rapport au trimestre correspondant en 2012, un effet net :

- de la baisse des prix réalisés de l'énergie;
- du résultat supplémentaire attribuable à la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement au début de septembre 2013 et au début d'octobre 2013.

Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont reculé de 39 %, comparativement à la même période en 2012, pour se chiffrer à 48 \$ le MWh pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013. Cette régression s'explique par des variations de l'équilibre entre l'offre et la demande à la suite de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A, par une diminution appréciable des interruptions d'exploitation des centrales alimentées au charbon et par la hausse de la production des installations éoliennes pendant le quatrième trimestre de 2013 par rapport au même trimestre de 2012. Les prix réalisés pour la vente d'électricité peuvent être supérieurs ou inférieurs à ceux du marché au comptant, pendant une période particulière, en raison des activités contractuelles.

Les volumes achetés pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 ont été plus élevés qu'à la même période en 2012 en raison surtout de la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A.

Environ 68 % des volumes de vente des installations énergétiques de l'Ouest étaient visés par des contrats au quatrième trimestre comparativement à 80 % au quatrième trimestre de 2012. Pour réduire le risque lié aux prix du marché au comptant en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest concluent des contrats à terme à prix fixe pour garantir les produits futurs, et nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par voie de contrats à plus court terme. Le volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec des moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

La quote-part du bénéfice dans Bruce A s'est appréciée de 124 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012, un effet principalement :

- du résultat supplémentaire attribuable au réacteur 4 en raison du prolongement des travaux d'allongement du cycle de vie amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013;
- du résultat supplémentaire attribuable aux réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- de l'appréciation des prix réalisés.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques des États-Unis a progressé de 17 millions de dollars US pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement au même trimestre en 2012, un effet net :

- du relèvement des prix de capacité réalisés dans la région de New York;
- de la hausse des prix réalisés sur les ventes d'électricité en Nouvelle-Angleterre, annulée par l'incidence de l'augmentation des coûts des carburants;
- de la diminution de la production, principalement à Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel a progressé de 7 millions de dollars pendant le trimestre clos le 31 décembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison surtout de la hausse des écarts réalisés pour le gaz naturel stocké et du résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

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 diluant	Installation qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur utile. 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.
fractionnement 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 de Columbia.
Proposition de restructuration au Canada	Proposition relative à la modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada ainsi que la demande visant l'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013.
SSE	Santé, sécurité et environnement
TRG	Tarif de rachat garanti
triangle de l'Est	Tronçon du réseau principal au Canada compris entre North Bay, Toronto et Montréal.

Termes comptables

ASU	Accounting Standards Update
BAII	Bénéfice avant les intérêts et les impôts
BAIIA	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	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
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
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia (commission de réglementation de l'énergie du Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant des États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (initiative régionale relative aux gaz à effet de serre) (Nord-Est des États-Unis)
SEC	U.S. 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 ») 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 2013 et 2012 et met en évidence les changements importants survenus entre 2012 et 2011, 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 son contrôle interne à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre de contrôle interne intégré au cadre de référence du rapport « Internal Control – Integrated Framework 1992 » publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission. À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2013 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 du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants 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. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. fait état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés.



Russell K. Girling
Président et
chef de la direction

Le 19 février 2014



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 2013 et au 31 décembre 2012, les états consolidés des résultats, 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 2013, 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 et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

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

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder 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 2013 et au 31 décembre 2012, ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2013 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

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

Comptables agréés
Calgary, Canada

Le 19 février 2014

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Produits			
Gazoducs	4 497	4 264	4 244
Oléoducs	1 124	1 039	827
Énergie	3 176	2 704	2 768
	8 797	8 007	7 839
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	597	257	415
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	2 674	2 577	2 358
Achats de produits de base revendus	1 317	1 049	991
Impôts fonciers	445	434	410
Amortissement	1 485	1 375	1 328
	5 921	5 435	5 087
Charges financières (produits financiers)			
Intérêts débiteurs (note 15)	1 046	1 037	1 078
Intérêts créditeurs et autres	(72)	(125)	(89)
	974	912	989
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 499	1 917	2 178
Charge d'impôts (note 16)			
Exigibles	43	185	194
Reportés	562	276	352
	605	461	546
Bénéfice net	1 894	1 456	1 632
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 18)	105	96	107
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 789	1 360	1 525
Dividendes sur les actions privilégiées (note 20)	20	22	22
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 769	1 338	1 503

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)	2013	2012	2011
Bénéfice net	1 894	1 456	1 632
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	383	(129)	137
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(239)	44	(73)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	71	48	(212)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	41	138	147
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	67	(73)	(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	23	22	10
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	234	(70)	(91)
Autres éléments du résultat étendu (note 21)	580	(20)	(171)
Résultat étendu	2 474	1 436	1 461
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	171	75	142
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	2 303	1 361	1 319
Dividendes sur les actions privilégiées	20	22	22
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	2 283	1 339	1 297

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)	2013	2012	2011
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net	1 894	1 456	1 632
Amortissement	1 485	1 375	1 328
Impôts reportés (note 16)	562	276	352
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	(597)	(257)	(415)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	605	376	393
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure à (en excédent de) la charge (note 22)	50	9	(2)
Autres	(22)	24	72
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 24)	(334)	287	207
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 643	3 546	3 567
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(4 461)	(2 595)	(2 513)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(163)	(652)	(633)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 25)	(216)	(214)	–
Montants reportés et autres	(280)	205	92
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(5 120)	(3 256)	(3 054)
Activités de financement			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 19 et 20)	(1 308)	(1 248)	(1 185)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(146)	(113)	(109)
Avances (aux) des sociétés affiliées, montant net	(297)	(235)	(2 090)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(492)	449	(224)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	4 253	1 491	1 622
Remboursements sur la dette à long terme	(1 286)	(980)	(1 272)
Actions ordinaires émises	899	269	2 401
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission (note 25)	384	–	321
Rachat d'actions privilégiées (note 20)	(200)	–	–
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 807	(367)	(536)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	28	(15)	4
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	358	(92)	(19)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	537	629	648
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	895	537	629

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

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	895	537
Débiteurs	1 165	1 089
Montant à recevoir de sociétés affiliées (note 27)	2 721	2 889
Stocks	251	224
Autres (note 5)	845	992
	5 877	5 731
Immobilisations corporelles (note 7)	37 606	33 713
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 8)	5 759	5 366
Actifs réglementaires (note 9)	1 735	1 629
Écart d'acquisition (note 10)	3 696	3 458
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	1 953	1 405
	56 626	51 302
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 12)	1 842	2 275
Créditeurs et autres (note 13)	2 141	2 340
Montant à payer à des sociétés affiliées (note 27)	1 439	1 904
Intérêts courus	389	370
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 15)	973	894
	6 784	7 783
Passifs réglementaires (note 9)	229	268
Autres passifs à long terme (note 14)	656	882
Passifs d'impôts reportés (note 16)	4 564	4 016
Dette à long terme (note 15)	21 892	18 019
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	1 063	994
	35 188	31 962
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 19)	15 205	14 306
Émises et en circulation : Au 31 décembre 2013 : 757 millions d'actions Au 31 décembre 2012 : 738 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 20)	194	389
Surplus d'apport	431	400
Bénéfices non répartis	5 125	4 657
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 21)	(934)	(1 448)
Participations assurant le contrôle	20 021	18 304
Participations sans contrôle (note 18)	1 417	1 036
	21 438	19 340
	56 626	51 302

Engagements, éventualités et garanties (note 26)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 28)

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 des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	14 306	14 037	11 636
Produit de l'émission d'actions (note 19)	899	269	2 401
Solde à la fin de l'exercice	15 205	14 306	14 037
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	389	389	389
Rachat d'actions privilégiées	(195)	–	–
Solde à la fin de l'exercice	194	389	389
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	400	394	359
Autres	7	6	5
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises (note 25)	29	–	30
Rachat d'actions privilégiées	(5)	–	–
Solde à la fin de l'exercice	431	400	394
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	4 657	4 561	4 236
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 789	1 360	1 525
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 301)	(1 242)	(1 178)
Dividendes sur les actions privilégiées	(20)	(22)	(22)
Solde à la fin de l'exercice	5 125	4 657	4 561
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(1 448)	(1 449)	(1 243)
Autres éléments du résultat étendu	514	1	(206)
Solde à la fin de l'exercice	(934)	(1 448)	(1 449)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	20 021	18 304	17 932
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 036	1 076	768
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	93	91	101
Portland	12	5	6
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	66	(21)	35
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	384	–	321
Diminution de la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP	(47)	–	(50)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(146)	(113)	(109)
Change et autres	19	(2)	4
Solde à la fin de l'exercice	1 417	1 036	1 076
Total des capitaux propres	21 438	19 340	19 008

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 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 NGTL »);
- 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 30 % 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 30 % 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 28,9 % 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 67 % 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 14,5 % par le truchement de TC Pipelines, LP;
- une participation de 70 % dans GTN; TCPL détient une participation effective cumulée de 50,2 % dans GTN par le truchement de TC Pipelines, LP et d'une participation directe décrite ci-dessus;
- une participation de 70 % dans Bison; TCPL détient une participation effective cumulée de 50,2 % 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 28,9 % 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 28,9 % par le truchement de TC Pipelines, LP.

TCPL détient une participation de 44,5 % dans un réseau de gazoducs qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et qui assure la livraison de gaz naturel à des clients dans le Nord-Est des États-Unis (« Iroquois »). TCPL n'est pas l'exploitant de ce pipeline.

TCPL a entrepris la construction des gazoducs suivants au Mexique :

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

TCPL a entrepris la conception des réseaux de gazoducs suivants :

- le projet proposé Coastal GasLink qui prévoit un réseau de gazoducs qui transportera 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 (« GNL ») 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, en Oklahoma et au Texas (« 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 carrefour de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique par le truchement d'installations qui font partie du réseau d'oléoducs Keystone;
- 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 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, qui 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;
- l'oléoduc Énergie Est qui transportera du pétrole brut depuis l'Ouest canadien vers les raffineries de l'Est et les terminaux d'exportation; le projet prévoit la conversion de certains actifs existants du réseau principal au Canada en un pipeline de transport de pétrole brut;
- les projets de pipeline Heartland et de terminaux de TC qui prévoient un oléoduc reliant les marchés des régions d'Edmonton et de Hardisty, en Alberta et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland au nord d'Edmonton;
- le pipeline Northern Courier, un pipeline qui transportera du bitume et du diluant depuis la mine de Fort Hills jusqu'aux installations terminales de Suncor Énergie situées près de Fort McMurray, en Alberta;
- 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 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 une tierce partie 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 participation dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (« CrossAlta »);
- quatre centrales d'énergie solaire en Ontario (« énergie solaire en Ontario »).

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;
- une participation de 100 % dans la centrale électrique de Sundance A à proximité de Wabamun, en Alberta.

De plus, TCPL possède une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, qui détient une CAE pour une participation de 100 % dans les centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta.

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

Par ailleurs, TCPL a convenu d'acquérir, en 2014, cinq autres installations d'énergie solaire en Ontario.

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 »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

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 de gaz naturel 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, 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. Les entreprises de TCPL qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens et américains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas au réseau d'oléoducs Keystone ni aux 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 brut 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 brut 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 brut sont effectuées. Les gazoducs aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, les produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement aux termes d'une instance tarifaire. Des provisions sont constatées pour ces remboursements éventuels lorsque l'organisme de réglementation fait connaître sa décision.

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 sont 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 assujettis à la réglementation qui sont 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, les intérêts sont capitalisés 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 les intérêts capitalisés 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. Les intérêts sont capitalisés 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'entreprises 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. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur d'un actif. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse 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 baisse 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 soit 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 s'inverser ou être 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 NGTL 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 au 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 la meilleure estimation 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 fonctionnelle. 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.

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 des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres 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 net dans un établissement étranger.

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 recouvrés 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, ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés 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 réglementaires.

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 2013

Compensation dans le bilan

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») sur la présentation d'informations au sujet de la compensation d'actifs et de passifs publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») pour permettre aux lecteurs d'évaluer les incidences des accords de compensation sur la situation financière de la société. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet de certains instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR en vigueur ou qui sont visés par un accord de compensation cadre ou une entente semblable. Ces informations sont présentées à la note 23, Gestion des risques et instruments financiers.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté l'ASU sur la déclaration des montants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu publiée par le FASB. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des montants importants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le bénéfice net. Ces informations sont présentées à la note 21, Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu.

Modifications comptables futures

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié une recommandation concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Des exemples d'obligations visées par la portée de l'ASU en question comprennent les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses et les litiges réglés et les décisions judiciaires. L'ASU s'applique rétrospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de l'ASU ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de l'ASU ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence du report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de l'ASU ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 497	1 124	3 176	–	8 797
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	145	–	452	–	597
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 405)	(328)	(833)	(108)	(2 674)
Achats de produits de base revendus	–	–	(1 317)	–	(1 317)
Impôts fonciers	(329)	(44)	(72)	–	(445)
Amortissement	(1 027)	(149)	(293)	(16)	(1 485)
	1 881	603	1 113	(124)	3 473
Intérêts débiteurs					(1 046)
Intérêts créditeurs et autres					72
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice					2 499
Charge d'impôts					(605)
Bénéfice net					1 894
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle					(105)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle					1 789
Dividendes sur les actions privilégiées					(20)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires					1 769
exercice clos le 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					(1 037)
Intérêts créditeurs et autres					125
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

exercice clos le 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					(1 078)
Intérêts créditeurs et autres					89
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.

Total de l'actif

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Gazoducs	25 165	23 210
Oléoducs	13 253	10 485
Énergie	13 747	13 157
Siège social	4 461	4 450
	56 626	51 302

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Produits			
Canada – marché intérieur	4 659	3 527	3 929
Canada – exportations	997	1 121	1 087
États-Unis	3 029	3 252	2 752
Mexique	112	107	71
	8 797	8 007	7 839
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
		2013	2012
Immobilisations corporelles			
Canada		18 462	18 054
États-Unis		17 570	14 904
Mexique		1 574	755
		37 606	33 713

Dépenses en immobilisations

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Gazoducs	1 776	1 389	917
Oléoducs	2 483	1 145	1 204
Énergie	152	24	384
Siège social	50	37	8
	4 461	2 595	2 513

5. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	395	259
Actifs d'impôts reportés (note 16)	117	285
Actifs destinés à la vente (note 6)	85	–
Actifs réglementaires (note 9)	42	178
Autres	206	270
	845	992

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013
Actifs destinés à la vente	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Débiteurs	12
Stocks	11
Immobilisations corporelles	61
Total des actifs destinés à la vente (compris dans les autres actifs à court terme, note 5)	85
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	
Créditeurs et autres	4
Autres passifs à long terme	1
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente (compris dans les créditeurs et autres, note 13)	5

Nous classons les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre un actif sur le marché et lorsque nous nous attendons à ce que la vente soit réalisée au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, nous comptabilisons l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et nous cessons de comptabiliser l'amortissement de l'actif en question.

Au 31 décembre 2013, la société a classé Cancarb Limited et ses centrales électriques connexes comme des actifs destinés à la vente. Ces actifs ont été comptabilisés à leur valeur comptable au 31 décembre 2013. Les actifs en question ainsi que les passifs connexes sont comptabilisés au sein du secteur de l'énergie.

Le 20 janvier 2014, la société a conclu une entente prévoyant la vente de ces actifs pour un produit brut total de 190 millions de dollars. Un complément d'information est présenté à la note 28, Événements postérieurs à la date du bilan.

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013			2012		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs¹						
Réseau principal au Canada						
Pipeline	8 970	5 457	3 513	8 801	5 192	3 609
Postes de compression	3 392	1 961	1 431	3 370	1 880	1 490
Postes de comptage et autres	409	174	235	391	182	209
	12 771	7 592	5 179	12 562	7 254	5 308
En construction	85	–	85	163	–	163
	12 856	7 592	5 264	12 725	7 254	5 471
Réseau de NGTL						
Pipeline	7 813	3 410	4 403	7 214	3 221	3 993
Postes de compression	2 038	1 253	785	1 885	1 177	708
Postes de comptage et autres	947	418	529	958	420	538
	10 798	5 081	5 717	10 057	4 818	5 239
En construction	290	–	290	463	–	463
	11 088	5 081	6 007	10 520	4 818	5 702
ANR						
Pipeline	922	59	863	864	49	815
Postes de compression	635	81	554	514	72	442
Postes de comptage et autres	535	91	444	520	81	439
	2 092	231	1 861	1 898	202	1 696
En construction	67	–	67	63	–	63
	2 159	231	1 928	1 961	202	1 759
Autres gazoducs						
GTN	1 685	488	1 197	1 565	411	1 154
Great Lakes	1 650	833	817	1 544	750	794
Foothills	1 649	1 120	529	1 634	1 062	572
Mexique	641	90	551	536	59	477
Autres ²	1 652	288	1 364	1 548	226	1 322
	7 277	2 819	4 458	6 827	2 508	4 319
En construction	1 047	–	1 047	297	–	297
	8 324	2 819	5 505	7 124	2 508	4 616
	34 427	15 723	18 704	32 330	14 782	17 548
Oléoducs						
Keystone						
Pipeline	5 079	286	4 793	4 828	177	4 651
Matériel de pompage	1 118	82	1 036	1 066	51	1 015
Réservoirs et autres	962	71	891	935	47	888
	7 159	439	6 720	6 829	275	6 554
En construction ³	6 020	–	6 020	3 678	–	3 678
	13 179	439	12 740	10 507	275	10 232
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	1 966	377	1 589	1 799	290	1 509
Centrales alimentées au gaz naturel – autres ^{4,5}	3 061	846	2 215	2 975	746	2 229
Centrales hydroélectriques	673	126	547	634	106	528
Énergie éolienne	946	155	791	907	118	789
Stockage de gaz naturel	677	92	585	677	83	594
Énergie solaire ⁶	226	2	224	–	–	–
Autres	57	30	27	134	86	48
	7 606	1 628	5 978	7 126	1 429	5 697
En construction	54	–	54	136	–	136
	7 660	1 628	6 032	7 262	1 429	5 833
Siège social						
	191	61	130	154	54	100
	55 457	17 851	37 606	50 253	16 540	33 713

¹ En 2013, la société a capitalisé 37 millions de dollars (32 millions de dollars en 2012) 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.

² Ces données comprennent Bison, Portland, North Baja, Tuscarora et Ventures LP.

³ Ces données comprennent un montant de 2,6 milliards de dollars se rapportant à Keystone XL au 31 décembre 2013 (2 milliards de dollars en 2012). Keystone XL demeure assujéti aux approbations réglementaires.

⁴ Ces données comprennent les installations qui détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2013 se sont élevés à respectivement 640 millions de dollars et 78 millions de dollars (respectivement 601 millions de dollars et 55 millions de dollars en 2012). En 2013, des produits de 78 millions de dollars (73 millions de dollars en 2012; 53 millions de dollars en 2011) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

⁵ Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Ocean River State Power, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.

⁶ Ces données comprennent l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en 2013.

8. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2013	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	
		2013	2012	2011	2013	2012
Gazoducs						
Northern Border ^{1,2}		66	72	75	557	511
Iroquois	44,5 %	41	41	40	188	174
TQM	50,0 %	13	16	17	76	80
Autres	Divers	25	28	27	62	60
Énergie						
Bruce A ³	48,9 %	202	(149)	33	3 988	4 033
Bruce B ³	31,6 %	108	163	77	377	69
ASTC Power Partnership	50,0 %	110	40	84	41	42
Portlands Energy	50,0 %	31	28	33	343	341
Autres ⁴	Divers	1	18	29	57	54
Oléoducs						
Grand Rapids ⁵	50,0 %	–	–	–	70	2
		597	257	415	5 759	5 366

¹ Les résultats reflètent la participation de 50 % dans Northern Border, car la société a intégralement consolidé les résultats de TC PipeLines, LP. En raison de sa participation de 28,9 % (33,3 % en 2012 et en 2011) dans TC PipeLines LP, la participation effective de TCPL dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 14,5 % au 31 décembre 2013 (16,7 % en 2012 et en 2011).

² Au 31 décembre 2013, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établit à 118 millions de dollars US (119 millions de dollars US en 2012) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

³ Au 31 décembre 2013, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établit à 820 millions de dollars (889 millions de dollars en 2012) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

⁴ En décembre 2012, TCPL a fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter sa participation à 100 %. Ces résultats tiennent compte de la tranche de 60 % du bénéfice de participation de la société jusqu'à cette date.

⁵ En octobre 2012, TCPL a conclu une entente de coentreprise avec une tierce partie pour construire ce réseau pipelinier pour le transport de pétrole brut et de diluant entre la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray et la région d'Edmonton/Heartland.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 se sont établies à 725 millions de dollars (436 millions de dollars en 2012; 494 millions de dollars en 2011), dont 120 millions de dollars (60 millions de dollars en 2012; 101 millions de dollars en 2011) 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 2013 se chiffrait à 754 millions de dollars (883 millions de dollars en 2012; 1 062 millions de dollars en 2011).

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Bénéfice			
Produits	4 989	3 860	4 042
Charges d'exploitation et autres charges	(3 536)	(3 090)	(2 989)
Bénéfice net	1 390	717	929
Bénéfice net attribuable à TCPL	597	257	415
aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
	2013	2012	
Bilan			
Actif à court terme	1 500	1 593	
Actif à long terme	12 158	12 154	
Passif à court terme	(1 117)	(1 187)	
Passif à long terme	(2 507)	(3 787)	

9. 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 NGTL, 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 de TCPL sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par 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 ou de plusieurs exercices. 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 mars 2013, TCPL a reçu la décision de l'ONÉ sur la demande complète déposée par la société et 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 décision de l'ONÉ »). Dans sa décision, l'ONÉ approuvait sans les modifier les besoins en produits pour 2011, approuvait les droits imputés en 2012 en tant que droits définitifs, tout écart entre les produits et les coûts pouvant être reportés et recouverts au cours d'exercices futurs, et établissait les droits pour la période de 2013 à 2017 inclusivement à des niveaux concurrentiels en prévoyant des droits fixes pour certains services et en accordant un pouvoir discrétionnaire illimité de fixer les prix pour d'autres services. La décision établissait un RCA de 11,5 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et prévoyait des mécanismes permettant d'appliquer les droits fixes par le truchement d'un compte d'ajustement à long terme (« CALT »); elle prévoyait aussi l'établissement d'un compte des ajustements de stabilisation des droits (« CASD ») pour recueillir le surplus ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année comprise dans la période de cinq ans d'application de la décision. La décision donne par ailleurs la possibilité de produire des revenus incitatifs en haussant les produits et en abaissant les coûts. L'ONÉ a de plus cerné certaines circonstances qui exigeraient qu'une nouvelle demande tarifaire soit déposée avant l'échéance de la période de cinq ans. Une telle circonstance est la présence d'un solde positif dans le CASD, ce qui s'est produit en 2013. En décembre 2013, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande concernant les droits à l'avenir.

Les résultats du réseau principal au Canada en 2012 tiennent compte d'un RCA de 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, mais font exclusion des revenus incitatifs. En 2011, le réseau principal au Canada était exploité aux termes d'un règlement de cinq ans ayant pris fin en décembre 2011. Ce règlement prévoyait un RCA de 8,08 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et tenait compte des revenus incitatifs.

Réseau de NGTL

Le 1^{er} novembre 2013, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2013-2014 pour le réseau de NGTL. La structure de ce règlement est semblable à celle du règlement pluriannuel précédent et prévoit des coûts annuels fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi qu'un RCA de 10,10 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Les écarts entre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus dans le règlement et les coûts réels sont imputables à TCPL. Le règlement prévoyait en outre une majoration du taux d'amortissement composé pour le porter à 3,05 % en 2013 et à 3,12 % en 2014.

En septembre 2010, l'ONÉ a donné l'approbation à la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL 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.

Autres gazoducs au Canada

Le modèle d'exploitation de Foothills pour 2012 et 2013 prévoit le recouvrement de toutes les composantes coûts transférables des besoins en produits. L'exploitation de TQM est fondée sur un modèle comportant des besoins en produits comprenant des composantes coûts fixes et coûts transférables pour 2012 et 2013. Toute variation entre les coûts réels et ceux inclus dans la composante coûts fixes est imputable à TQM.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs de TCPL aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act of 1938*, de la *Natural Gas Policy Act of 1978* (« NGA ») et de 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. Les tarifs d'ANR Storage Company ont été 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. TC Offshore LLC, une autre entité réglementée liée à ANR, 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.

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 tarifs 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. Jusqu'en octobre 2013, Great Lakes était exploité conformément au règlement tarifaire approuvé par la FERC en juillet 2010. Depuis le 1^{er} novembre 2013, Great Lakes est exploité conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en novembre 2013. Le règlement prévoit un moratoire qui, entre novembre 2013 et mars 2015, interdit à Great Lakes et aux parties au règlement de prendre certaines mesures, notamment d'effectuer des dépôts d'ajustement des tarifs, en vertu de la NGA. Great Lakes doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard en janvier 2018.

Autres pipelines aux États-Unis

GTN et Bison relèvent de la compétence de la FERC et ces réseaux sont exploités conformément au tarif approuvé par la FERC qui prévoit des tarifs maximaux et minimaux pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, ces deux pipelines ont le droit d'accorder des remises sur les tarifs ou de négocier ces derniers. Les tarifs de GTN ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en janvier 2012. GTN doit déposer une demande d'approbation de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur au plus tard en janvier 2016. 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. Bison est tenu 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. Cette analyse devrait être déposée d'ici avril 2014.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	1 149	1 122	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	16	171	1
Compte d'ajustement à long terme ³	354	80	31
Autres ⁴	258	434	s.o.
	1 777	1 807	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 5)	42	178	
	1 735	1 629	
Passifs réglementaires			
Effet des variations de change sur la dette à long terme ⁵	84	150	1-16
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	5	84	1
Autres ⁴	147	134	s.o.
	236	368	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créiteurs et autres (note 13)	7	100	
	229	268	

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 76 millions de dollars supérieurs en 2013 (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 Le CALT a été établi conformément à la décision de l'ONÉ et il comprend les montants reportés et recouverts au cours d'exercices futurs. Le CASD, établi également conformément à la décision de l'ONÉ, comprend les variations entre les produits et les coûts. Un solde positif dans le CASD a été réalisé en 2013 et, ainsi que le spécifie la décision de l'ONÉ, le CASD, déduction faite des revenus incitatifs, a été combiné avec le CALT le 31 décembre 2013.

⁴ Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 189 millions de dollars supérieurs en 2013 (13 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 de NGTL 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 auraient exigé que ces gains ou pertes non réalisés fussent inclus dans le bénéfice net.

10. 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 2012	2 693	841	3 534
Variations des taux de change	(58)	(18)	(76)
Solde au 31 décembre 2012	2 635	823	3 458
Variations des taux de change	181	57	238
Solde au 31 décembre 2013	2 816	880	3 696

11. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Projets d'investissement en cours d'aménagement	571	34
CAE	324	376
Actifs et charge d'impôts reportés (note 16)	223	167
Prêts et avances ¹	183	196
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 23)	112	187
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	16	11
Autres	524	434
	1 953	1 405

¹ Au 31 décembre 2013, TCPL détenait un billet à recevoir de 226 millions de dollars (236 millions de dollars en 2012) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. La tranche à court terme du billet à recevoir, soit 43 millions de dollars (40 millions de dollars en 2012) est incluse dans les autres actifs à court terme.

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)	2013			2012		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	585	312	273	585	273	312
Sundance A	225	174	51	225	161	64
	810	486	324	810	434	376

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 52 millions de dollars (52 millions de dollars en 2012 et en 2011). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour la période de 2014 à 2017 est de 52 millions de dollars et de 39 millions de dollars pour 2018.

Sundance A

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A avaient été mis hors service et TransAlta Corporation avait invoqué un cas de force majeure. En janvier 2011, TCPL a contesté cette réclamation, qui a alors été soumise à l'arbitrage. En juillet 2012, TCPL a été informée de la décision rendue à la suite du processus exécutoire de règlement des différends. Le groupe d'arbitrage exécutoire a déterminé que la CAE ne devrait pas être résiliée et il a instruit TransAlta Corporation de remettre les groupes électrogènes 1 et 2 en service. Le groupe électrogène 1 a été remis en service en septembre 2013, et le groupe électrogène 2 l'a été par la suite en octobre 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 la décision susmentionnée, TCPL a comptabilisé une charge de 50 millions de dollars avant les impôts en 2012, qui représentait des montants de 20 millions de dollars et de 30 millions de dollars constatés antérieurement respectivement en 2011 et en 2012, puisque ces montants ne sont désormais plus récupérables.

12. BILLETTS À PAYER

(en millions de dollars canadiens)	2013		2012	
	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	751	1,2 %	803	1,2 %
En dollars US (1 025 \$ US en 2013; 1 480 \$ US en 2012)	1 091	0,3 %	1 472	0,4 %
	1 842		2 275	

Les billets à payer comprennent le papier commercial émis par TCPL, TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »), TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») et TransCanada Keystone Pipeline, LP (« TC Keystone ») ainsi que les prélèvements sur les lignes de crédit et les facilités à vue. La facilité de TC Keystone est arrivée à échéance en novembre 2013. Le coût de maintien de la facilité a été de 1,4 million de dollars en 2013 (1 million de dollars en 2012; 4 millions de dollars en 2011).

Au 31 décembre 2013, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 6,2 milliards de dollars (5,3 milliards de dollars en 2012). 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 :

au 31 décembre 2013						exercices clos les 31 décembre		
Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance	Coût de maintien			
						(en millions de dollars canadiens)		
					2013	2012	2011	
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable de TCPL	décembre 2018	4	4	2	
1 milliard de dollars US	0,8 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable de TCPL USA garantie par TCPL	novembre 2014	1	1	4	
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogable de TAIL garantie par TCPL	novembre 2014	–	–	–	
1,1 milliard de dollars	0,3 milliard de dollars	TCPL	Appui de l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires	à vue	–	–	–	

13. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Fournisseurs	866	923
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	357	283
Dividendes à payer	328	316
Passifs d'impôts reportés (note 16)	26	–
Passifs réglementaires (note 9)	7	100
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	5	–
Autres	552	718
	2 141	2 340

14. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 22)	244	482
Juste valeur des contrats dérivés (note 23)	255	186
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	83	72
Garanties (note 26)	18	17
Autres	56	125
	656	882

15. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens)	Dates d'échéance	2013		2012	
		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 2013 et 2012)	2021	425	9,9 %	398	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2014 à 2041	4 799	5,7 %	4 549	5,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (12 276 \$ US en 2013; 10 126 \$ US en 2012)	2015 à 2043	13 027	5,0 %	10 057	5,6 %
		19 125		15 878	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2014 à 2024	378	11,5 %	382	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2013 et 2012)	2023	213	7,9 %	199	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	504	7,4 %	504	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2013 et 2012)	2026	34	7,5 %	32	7,5 %
		1 129		1 117	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (432 \$ US en 2013 et 2012)	2021 à 2025	459	8,9 %	430	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (325 \$ US en 2013 et 2012)	2015 à 2035	346	5,5 %	323	5,5 %
TC PIPELINES, LP					
Emprunt non garanti					
En dollars US (380 \$ US en 2013; 312 \$ US en 2012)	2017	404	1,4 %	310	1,5 %
Emprunt à moyen terme					
En dollars US (500 \$ US en 2013)	2018	532	1,4 %	–	–
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (350 \$ US en 2013 et 2012)	2021	372	4,7 %	348	4,7 %
		1 308		658	
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (335 \$ US en 2013; 354 \$ US en 2012)	2018 à 2030	356	7,8 %	352	7,8 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (24 \$ US en 2013; 27 \$ US en 2012)	2017	25	4,0 %	27	4,0 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang garantis ²					
En dollars US (110 \$ US en 2013; 129 \$ US en 2012)	2018	117	6,1 %	128	6,1 %
		22 865		18 913	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		973		894	
		21 892		18 019	

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 Garantis 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 :

(en millions de dollars canadiens)	2014	2015	2016	2017	2018
Remboursements de capital sur la dette à long terme	973	1 659	2 092	862	1 632

TransCanada PipeLines Limited

En octobre 2013, TCPL a émis pour une valeur de 625 millions de dollars US et de 625 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant respectivement le 16 octobre 2023 et le 16 octobre 2043 et portant intérêt au taux de respectivement 3,75 % et 5,00 %.

En août 2013, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis à 5,05 % d'un montant de 500 millions de dollars US.

En juillet 2013, TCPL a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets à intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres, échéant le 30 juin 2016 et portant intérêt au taux annuel initial de 0,95 %.

En juillet 2013 également, TCPL a émis des billets à moyen terme pour une valeur de 450 millions de dollars et des billets à moyen terme pour une valeur de 300 millions de dollars échéant respectivement le 19 juillet 2023 et le 15 novembre 2041 et portant intérêt respectivement à 3,69 % et 4,55 % par an.

En juin 2013, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis à 4,0 % d'un montant de 350 millions de dollars US.

En janvier 2013, TCPL a émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt à 0,75 %.

En août 2012, TCPL a émis pour une valeur de 1 milliard de dollars US de billets de premier rang non garantis échéant le 1^{er} août 2022 et portant intérêt à 2,5 %.

En mai 2012, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis 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 non garantis 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 remboursé des billets à moyen terme à 9,5 % d'un montant de 60 millions de dollars.

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

NOVA Gas Transmission Ltd.

En décembre 2012, NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») a remboursé 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 2013.

TransCanada PipeLine USA Ltd.

En février 2013, la facilité de crédit consortiale confirmée et renouvelable de TCPL USA de 300 millions de dollars US est venue à échéance.

TC PipeLines, LP

En 2013, TC PipeLines, LP a effectué des prélèvements de 437 millions de dollars US et des remboursements de 369 millions de dollars US sur sa facilité de crédit consortiale renouvelable. Au 31 décembre 2013, le solde impayé de cette facilité était de 380 millions de dollars US (312 millions de dollars US en 2012).

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a conclu un accord auprès d'un consortium de prêteurs prévoyant une nouvelle facilité de crédit à moyen terme de 500 millions de dollars US entièrement utilisée, échéant le 1^{er} juillet 2018 et portant intérêt à un taux variable calculé en fonction d'un taux de base majoré de la marge applicable. Une partie du produit du prêt a été affectée au financement partiel de l'acquisition d'une participation de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») ainsi qu'il est décrit à la note 25.

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 de 312 millions de dollars US sur la facilité de crédit consortiale renouvelable.

En juin 2011, TC PipeLines, LP a émis des billets de premier rang non garantis à 4,65 % d'un montant de 350 millions de dollars US échéant en 2021.

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 consortiale renouvelable.

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Intérêts sur la dette à long terme	1 216	1 190	1 154
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	65	63	63
Intérêts sur la dette à court terme	73	77	157
Intérêts capitalisés	(287)	(300)	(302)
Amortissement et autres charges financières ¹	(21)	7	6
	1 046	1 037	1 078

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 aux variations des taux d'intérêt.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 1 047 millions de dollars en 2013 (1 027 millions de dollars en 2012; 1 069 millions de dollars en 2011) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés dans le cadre des projets de construction.

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Exigibles			
Canada	27	171	196
Pays étrangers	16	14	(2)
	43	185	194
Reportés			
Canada	239	60	126
Pays étrangers	323	216	226
	562	276	352
Charge d'impôts	605	461	546

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Canada	1 201	821	1 069
Pays étrangers	1 298	1 096	1 109
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 499	1 917	2 178

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	2 499	1 917	2 178
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	25,0 %	25,0 %	26,5 %
Charge d'impôts prévue	625	479	577
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	(13)	41	42
Taux d'imposition étrangers effectifs supérieurs (inférieurs)	46	1	(5)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(41)	(40)	(45)
Modifications aux lois fiscales	(25)	–	–
Autres	13	(20)	(23)
Charge d'impôts réelle	605	461	546

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes d'exploitation	826	1 024
Montants reportés	223	112
Autres	124	233
	1 173	1 369
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	4 245	3 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	682	578
Impôts sur les besoins en produits futurs	291	283
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	35	159
Autres	170	96
	5 423	4 933
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 250	3 564

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Actifs d'impôts reportés		
Autres actifs à court terme (note 5)	117	285
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	223	167
	340	452
Passifs d'impôts reportés		
Créditeurs et autres (note 13)	26	–
Passifs d'impôts reportés	4 564	4 016
	4 590	4 016
Montant net des passifs d'impôts reportés	4 250	3 564

Au 31 décembre 2013, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 026 millions de dollars (865 millions de dollars en 2012) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2014 à 2033.

Au 31 décembre 2013, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 1 432 millions de dollars US (2 174 millions de dollars US en 2012) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2033.

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 182 millions de dollars au 31 décembre 2013 (144 millions de dollars en 2012).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2013, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 206 millions de dollars, déduction faite des remboursements reçus (versements de 175 millions de dollars, déduction faite des remboursements en 2012; remboursements de 85 millions de dollars, déduction faite des versements en 2011).

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)	2013	2012	2011
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	45	48	58
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	3	2	9
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	(28)	(6)	(7)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	2	9	11
Caducité des délais de prescription	(3)	(8)	(23)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	19	45	48

TCPL a comptabilisé un ajustement favorable des impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars en raison de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes en juin 2013.

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 2008 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 à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Aucun montant n'a été constaté au titre des intérêts et des pénalités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (reprise de 2 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2012; reprise de 12 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2011). Au 31 décembre 2013, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2012).

17. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens)	Date d'échéance	2013		2012	
		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 2013 et 2012)	2067	1 063	6,5 %	994	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 remboursables 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 remboursement. En présence de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables 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 remboursement ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

18. 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)	2013	2012
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP ¹	1 323	953
Participation sans contrôle dans Portland ²	94	83
	1 417	1 036

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)	2013	2012	2011
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP ¹	93	91	101
Participation sans contrôle dans Portland ²	12	5	6
	105	96	107

¹ En mai 2013, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 66,7 % à 71,1 % à la suite de l'émission de titres de participation en faveur de participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP. En juillet 2013, TCPL a vendu à TC PipeLines, LP ses participations de 45 % dans les pipelines de GTN LLC et Bison LLC (voir la note 25). La participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP s'est établie à 61,8 % de janvier 2010 à mai 2011 et à 66,7 % de mai 2011 à mai 2013.

² Au 31 décembre 2013, la participation sans contrôle dans Portland représentait la participation de 38,3 % (38,3 % en 2012 et en 2011) non détenue par TCPL.

En 2013, TCPL a tiré des honoraires de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2012; 2 millions de dollars en 2011) et de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012 et en 2011) pour les services fournis respectivement à TC PipeLines, LP et à Portland.

19. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions	Montant
	(en milliers)	(en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2011	675 547	11 636
Émission d'actions ordinaires en contrepartie de trésorerie	56 325	2 401
En circulation au 31 décembre 2011	731 872	14 037
Émission d'actions ordinaires en contrepartie de trésorerie	6 509	269
En circulation au 31 décembre 2012	738 381	14 306
Émission d'actions ordinaires en contrepartie de trésorerie	18 733	899
En circulation au 31 décembre 2013	757 114	15 205

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 2013, la société disposait d'un montant d'environ 1,3 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars en 2012; 2,6 milliards de dollars en 2011) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. TCPL peut, à son entière discrétion, ajuster cette limite au cours de l'exercice sans devoir engager de coûts appréciables.

Dividendes en trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Dividendes en trésorerie payés	1 285	1 226	1 163

20. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions autorisées et en circulation	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2013	2012
	(en milliers)			(en millions de dollars canadiens) ¹	(en millions de dollars canadiens) ¹
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	–	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				194	389

¹ Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

En octobre 2013, TCPL a racheté la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,5907 \$ au titre des dividendes courus et impayés à la date de rachat.

Le 27 janvier 2014, TCPL a annoncé le rachat de la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série Y en circulation au prix de 50 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés. Il y a lieu de se reporter à la note 28 pour un complément d'information.

Dividendes en trésorerie

En 2013, en 2012 et en 2011, des dividendes en trésorerie de 22 millions de dollars ont été versés sur les actions privilégiées de série U et les actions privilégiées de série Y.

21. AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU ET CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	269	114	383
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(323)	84	(239)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	121	(50)	71
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	60	(19)	41
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	96	(29)	67
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	34	(11)	23
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	313	(79)	234
Autres éléments du résultat étendu	570	10	580

exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(97)	(32)	(129)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	59	(15)	44
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	61	(13)	48
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	219	(81)	138
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(104)	31	(73)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	–	22
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(93)	23	(70)
Autres éléments du résultat étendu	67	(87)	(20)

exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	108	29	137
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(101)	28	(73)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(318)	106	(212)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	224	(77)	147
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(119)	30	(89)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	13	(3)	10
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(94)	3	(91)
Autres éléments du résultat étendu	(287)	116	(171)

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total ¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2011	(683)	(226)	(157)	(177)	(1 243)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	40	(213)	(89)	(83)	(345)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	137	10	(8)	139
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	40	(76)	(79)	(91)	(206)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2011	(643)	(302)	(236)	(268)	(1 449)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(64)	48	(73)	(67)	(156)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	–	138	22	(3)	157
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(64)	186	(51)	(70)	1
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2012	(707)	(116)	(287)	(338)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement²	78	71	67	219	435
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu³	–	41	23	15	79
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	78	112	90	234	514
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2013	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 66 millions de dollars en 2013 (pertes de 21 millions de dollars en 2012; gains de 35 millions de dollars en 2011).

³ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées 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 81 millions de dollars (50 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2013. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu inscrits à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	2013	2012	
Couvertures de flux de trésorerie			
Installations énergétiques et gaz naturel	(44)	(201)	Produits (énergie)
Intérêts	(16)	(18)	Intérêts débiteurs
	(60)	(219)	Total avant les impôts
	19	81	Charge d'impôts
	(41)	(138)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement de la perte nette ²	(34)	(22)	Total avant les impôts
	11	–	Charge d'impôts
	(23)	(22)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré de la participation	(20)	5	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	5	(2)	Charge d'impôts
	(15)	3	Déduction faite des impôts

¹ Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé des résultats.

² Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 22 pour un complément d'information.

22. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payée 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 du régime 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 (neuf ans en 2012; huit ans en 2011).

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 11 ans au 31 décembre 2013 (12 ans en 2012 et en 2011). En 2013, la société a passé en charges un montant de 29 millions de dollars (24 millions de dollars en 2012; 23 millions de dollars en 2011) relativement au régime d'épargne et aux 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 établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
Régimes PD	79	83	62
Autres régimes d'avantages sociaux	6	7	8
Régimes d'épargne et CD	29	24	23
	114	114	93

En 2013, la société avait fourni une lettre de crédit de 59 millions de dollars pour le régime PD canadien (48 millions de dollars en 2012; 27 millions de dollars canadiens en 2011), pour un total de 134 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettre de crédit au 31 décembre 2013.

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 2014, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2015.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2013	2012	2013	2012
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	2 142	1 836	186	170
Coût des services rendus	84	66	2	2
Intérêts débiteurs	96	94	7	8
Cotisations des employés	4	4	–	1
Prestations versées	(83)	(79)	(7)	(9)
(Gain) perte actuariel(le)	(39)	227	(2)	16
Variations du taux de change	20	(6)	5	(2)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	2 224	2 142	191	186
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 825	1 656	32	29
Rendement réel des actifs des régimes	313	165	2	4
Cotisations de l'employeur ²	79	83	6	7
Cotisations des employés	4	4	–	1
Prestations versées	(83)	(79)	(7)	(9)
Variations du taux de change	14	(4)	2	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	2 152	1 825	35	32
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(72)	(317)	(156)	(154)

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 de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

² À l'exclusion de lettres de crédit de 134 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation.

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	
	2013	2012	2013	2012
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	–	–	16	11
Autres passifs à long terme (note 14)	(72)	(317)	(172)	(165)
	(72)	(317)	(156)	(154)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans 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	
	2013	2012	2013	2012
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(2 224)	(2 142)	(172)	(165)
Juste valeur des actifs des régimes	2 152	1 825	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(72)	(317)	(172)	(165)

¹ L'obligation au titre des prestations projetées pour le régime de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

L'obligation au titre des prestations constituées pour tous les régimes de retraite PD s'établissait à 2 039 millions de dollars au 31 décembre 2013 (1 966 millions de dollars en 2012).

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)	2013	2012
Obligation au titre des prestations constituées	(2 039)	(1 966)
Juste valeur des actifs des régimes	2 152	1 825
Situation de capitalisation – surplus (déficit) des régimes	113	(141)

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Obligation au titre des prestations constituées	(569)	(1 966)
Juste valeur des actifs des régimes	537	1 825
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(32)	(141)

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 ¹
	2013	2012	2013
Titres d'emprunt	31 %	36 %	25 % à 35 %
Titres de participation	69 %	64 %	50 % à 70 %
Autres actifs	–	–	5 % à 15 %
	100 %	100 %	

¹ La ventilation ciblée a été révisée en novembre 2013 et l'agencement de placements est ajusté en conséquence.

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Pourcentage des actifs des régimes			
	2013	2012	2013	2012
Titres d'emprunt	2	2	0,1 %	0,1 %
Titres de participation	2	3	0,1 %	0,2 %

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. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 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 niveau 2 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 niveau 3 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. Il y a lieu de se reporter à la note 23 pour un complément d'information sur la hiérarchie de la juste valeur.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'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.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	17	–	–	–	–	17	17	1 %	1 %
Titres de participation :										
Canada	474	400	170	113	–	–	644	513	29 %	28 %
États-Unis	423	309	37	38	–	–	460	347	21 %	19 %
International	36	31	330	263	–	–	366	294	17 %	16 %
Mondial	–	–	14	13	–	–	14	13	1 %	–
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	–	–	304	314	–	–	304	314	14 %	17 %
Provincial	–	–	154	161	–	–	154	161	7 %	9 %
Municipal	–	–	6	5	–	–	6	5	–	–
Entreprises	–	–	77	65	–	–	77	65	3 %	4 %
Obligations des États-Unis :										
État	–	–	33	33	–	–	33	33	2 %	2 %
Entreprises	–	–	48	45	–	–	48	45	2 %	2 %
International :										
Entreprises	–	–	20	9	–	–	20	9	1 %	– %
Titres adossés à des créances immobilières	–	–	26	22	–	–	26	22	1 %	1 %
Autres placements :										
Fonds de capital-investissement	–	–	–	–	18	19	18	19	1 %	1 %
	950	757	1 219	1 081	18	19	2 187	1 857	100 %	100 %

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Fonds de capital-investissement
Solde au 31 décembre 2011	20
Pertes réalisées et non réalisées	(1)
Solde au 31 décembre 2012	19
Achats et ventes	(4)
Pertes réalisées et non réalisées	3
Solde au 31 décembre 2013	18

En 2014, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 70 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 6 millions de dollars et 34 millions

de dollars. De plus, la société prévoit fournir une lettre de crédit de 47 millions de dollars en faveur du régime PD canadien.

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
2014	93	9
2015	100	9
2016	106	10
2017	112	11
2018	118	11
Période de 2019 à 2023	684	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 2013. 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	
	2013	2012	2013	2012
Taux d'actualisation	4,95 %	4,35 %	5,00 %	4,35 %
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		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Taux d'actualisation	4,35 %	5,05 %	5,55 %	4,35 %	5,10 %	5,60 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,70 %	6,95 %	4,60 %	6,40 %	6,40 %
Taux de croissance de la rémunération	3,15 %	3,15 %	3,10 %	–	–	–

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 quant au niveau et à 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 2014. 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	–
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	18	(15)

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Coût des services rendus	84	66	54	2	2	2
Intérêts débiteurs	96	94	91	7	8	9
Rendement prévu des actifs des régimes	(120)	(113)	(114)	(2)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	30	18	10	2	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	2	–	1	–
Amortissement de l'actif réglementaire	30	19	12	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	–	2	2	2
Coût net des prestations constaté	122	86	55	12	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)	2013		2012		2011	
	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	236	32	362	33	282	29
Coût des prestations au titre des services passés	3	1	5	2	7	2
	239	33	367	35	289	31

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 2014 s'établissent à respectivement 36 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 2014 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)	2013		2012		2011	
	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	(30)	(2)	(19)	(1)	(10)	(1)
Amortissement des coûts au titre des services passés reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	(2)	–	(2)	–	(2)	–
Ajustement de la situation de capitalisation	(96)	–	99	5	113	6
	(128)	(2)	78	4	101	5

23. 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, et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat, 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 des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. 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, 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 peut 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 de gestion des risques en général afin de contribuer à gérer les risques de marché qui découlent de ces activités. Ces contrats d'instruments dérivés peuvent être 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 gérer 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 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 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 gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

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 gérer ces risques, notamment :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour gérer 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.

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 gains et les pertes non réalisés liés aux ajustements de la juste valeur des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront 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. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, le risque lié aux fluctuations des taux de change s'accroît, mais il est annulé en partie par la hausse des intérêts débiteurs libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

La société gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à d'autres opérations libellées en dollars US, y compris ceux qui sont attribuables à certains de ses actifs réglementés, 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 de taux d'intérêt, 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.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013	2012
Valeur comptable	14 200 (13 400 US)	11 100 (11 200 US)
Juste valeur	16 000 (15 000 US)	14 300 (14 400 US)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013		2012	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2014 à 2019) ²	(201)	3 800 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2014)	(11)	850 US	–	250 US
	(212)	4 650 US	82	4 050 US

¹ Les justes valeurs se rapprochent des valeurs comptables.

² Les intérêts débiteurs de 2013 comprennent des gains réalisés nets de 29 millions de dollars (gains de 30 millions de dollars en 2012) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir les investissements nets de la société dans des établissements étrangers au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Autres actifs à court terme (note 5)	5	71
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	–	47
Créditeurs et autres (note 13)	(50)	(6)
Autres passifs à long terme (note 14)	(167)	(30)
	(212)	82

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente la perte financière que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions du contrat ou de l'entente connexe conclu avec la société.

Pour gérer ce risque, la société a recours à des techniques de gestion du crédit reconnues, entre autres :

- faire affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties de la société 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;
- établir un montant limite pour toute opération avec une contrepartie de TCPL – la société surveille et gère la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et elle réduit son exposition à ce risque au besoin et lorsque la réduction est permise aux termes des contrats;
- avoir recours à des accords de compensation et obtenir des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque les circonstances le justifient.

Il n'y a toutefois aucune certitude que ces mesures protégeront la société contre des pertes importantes.

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. 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 2013, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de l'exercice.

Au 31 décembre 2013, la concentration du risque de crédit de la société était de 240 millions de dollars (259 millions de dollars en 2012) à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

TCPL est exposée 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.

Instruments financiers

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments 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 de la société, 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.

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme est évaluée selon l'approche bénéfiques en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, le montant à recevoir de sociétés affiliées, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créanciers et autres, le montant à payer à des sociétés affiliées, 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 et ces instruments seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient tous classés dans le niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013		2012	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billet à recevoir et autres ¹	226	269	237	286
Actifs disponibles à la vente ²	47	47	44	44
Dette à court terme et à long terme ^{3,4} (note 15)	(22 865)	(26 134)	(18 913)	(24 573)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	(1 063)	(1 093)	(994)	(1 054)
	(23 655)	(26 911)	(19 626)	(25 297)

¹ Les billets à recevoir sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé.

² Les actifs disponibles à la vente sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé.

³ La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2012) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

⁴ Le bénéfice net consolidé de 2013 comprend des pertes de 5 millions de dollars (pertes de 10 millions de dollars en 2012) 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 la dette à long terme de 200 millions de dollars US au 31 décembre 2013 (350 millions de dollars US en 2012). 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.

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 des intérêts au 31 décembre 2013.

Remboursements de capital contractuels liés aux passifs financiers non dérivés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Billets à payer (note 12)	1 842	1 842	–	–	–
Dette à long terme (note 15)	22 865	973	3 751	2 494	15 647
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	1 063	–	–	–	1 063
	25 770	2 815	3 751	2 494	16 710

Paiements d'intérêt sur les passifs financiers non dérivés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Total	2014	2015 et 2016	2017 et 2018	2019 et par la suite
Dette à long terme (note 15)	16 798	1 254	2 315	2 111	11 118
Billets subordonnés de rang inférieur (note 17)	3 614	68	135	135	3 276
	20 412	1 322	2 450	2 246	14 394

Juste valeur des 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 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 instruments dérivés liés à l'électricité

et au gaz naturel, ainsi que des actifs disponibles à la vente, 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 selon d'autres techniques d'évaluation sont utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans la mesure du possible, les instruments dérivés sont désignés en tant que couverture, mais dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils 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 du bénéfice déclaré puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer considérablement d'une période à l'autre.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Autres actifs à court terme (note 5)	395	259
Actifs incorporels et autres actifs (note 11)	112	187
Créditeurs et autres (note 13)	(357)	(283)
Autres passifs à long terme (note 14)	(255)	(186)
	(105)	(23)

Sommaire des instruments dérivés pour 2013

Le sommaire des instruments dérivés, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établit comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	265 \$	73 \$	– \$	8 \$
Passifs	(280)\$	(72)\$	(12)\$	(7)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	29 301	88	–	–
Ventes	28 534	60	–	–
En dollars CA	–	–	–	400
En dollars US	–	–	1 015 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de l'exercice ⁴	19 \$	17 \$	(10)\$	– \$
Pertes nettes réalisées de l'exercice ⁴	(49)\$	(13)\$	(9)\$	– \$
Dates d'échéance	2014-2017	2014-2016	2014	2014-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	150 \$	– \$	– \$	6 \$
Passifs	(22)\$	– \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Achats	9 758	–	–	–
Ventes	6 906	–	–	–
En dollars US	–	–	16 US	350 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de l'exercice ⁴	(19)\$	(2)\$	– \$	5 \$
Dates d'échéance	2014-2018	–	2014	2015-2018

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 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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 du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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 du secteur de l'énergie, 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 5 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US. En 2013, les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur, à 6 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. En 2013, 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 2013, 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.

Sommaire des instruments dérivés pour 2012

Le sommaire des instruments dérivés, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établit comme suit :

(en millions de dollars canadiens, 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
(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 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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 du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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 du secteur de l'énergie, 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 produise pas.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 21) visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Électricité	117	83
Gaz Naturel	(1)	(21)
Change	5	(1)
	121	61
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Électricité ²	40	147
Gaz Naturel ²	4	54
Intérêts	16	18
	60	219
Gains sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Électricité	8	7
	8	7

¹ Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes constatées dans les autres éléments du résultat étendu.

² Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie à l'état consolidé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TCPL ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. TCPL a choisi de présenter au bilan la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Électricité	415	(277)	138
Gaz naturel	73	(61)	12
Change	5	(5)	–
Intérêts	14	(2)	12
	507	(345)	162
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(302)	277	(25)
Gaz naturel	(72)	61	(11)
Change	(230)	5	(225)
Intérêts	(8)	2	(6)
	(612)	345	(267)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2013, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 67 millions de dollars et des lettres de crédit de 85 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 11 millions de dollars et des lettres de crédit de 32 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2013.

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2012 :

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Électricité	215	(132)	83
Gaz naturel	88	(83)	5
Change	119	(37)	82
Intérêts	24	(6)	18
	446	(258)	188
Instruments dérivés – passifs			
Électricité	(273)	132	(141)
Gaz naturel	(106)	83	(23)
Change	(76)	37	(39)
Intérêts	(14)	6	(8)
	(469)	258	(211)

¹ Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2012, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 189 millions de dollars et des lettres de crédit de 45 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 2 millions de dollars et des lettres de crédit de 5 millions de dollars fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2012.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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 2013, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2012) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2013, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 16 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012). 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.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p>Évaluation fondée sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>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.</p> <p>Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments 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 instruments financiers dérivés portant sur les produits de base pour l'électricité et le gaz naturel lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs 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 estimés 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.</p> <p>Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, 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 de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante 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 devrait ou pourrait donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 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 importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

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 pour 2013, est classée comme suit :

au 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	411	4	415
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	48	25	–	73
Contrats de change	–	5	–	5
Contrats sur taux d'intérêt	–	14	–	14
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(299)	(3)	(302)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(50)	(22)	–	(72)
Contrats de change	–	(230)	–	(230)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(8)	–	(8)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	47	–	47
	(2)	(57)	1	(58)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 pour 2012, est classée comme suit :

au 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	213	2	215
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	75	13	–	88
Contrats de change	–	119	–	119
Contrats sur taux d'intérêt	–	24	–	24
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	–	(269)	(4)	(273)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(95)	(11)	–	(106)
Contrats de change	–	(76)	–	(76)
Contrats sur taux d'intérêt	–	(14)	–	(14)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	–	44	–	44
	(20)	43	(2)	21

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2013	2012
Solde au début de l'exercice	(2)	(15)
Règlements	–	(1)
Transferts du niveau 3	(2)	(21)
Total des (pertes) gains comptabilisés dans le bénéfice net	(1)	11
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	6	24
Solde à la fin de l'exercice¹	1	(2)

¹ Les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains ou des pertes non réalisés de néant (1 million de dollars en 2012) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2013.

Une augmentation ou une diminution 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 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2013.

24. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2011
(Augmentation) diminution des débiteurs	(60)	50	(34)
(Augmentation) diminution des stocks	(30)	27	3
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	40	64	(15)
(Diminution) augmentation des créditeurs et autres	(291)	146	243
Augmentation des intérêts courus	7	–	10
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(334)	287	207

25. ACQUISITIONS ET CESSIONS

Énergie

Énergie solaire en Ontario

En 2011, TCPL avait convenu d'acheter, en contrepartie d'environ 500 millions de dollars, neuf installations d'énergie solaire en Ontario auprès de Canadian Solar Solutions Inc., ayant une capacité cumulée de 86 MW. Aux termes de l'entente, TCPL se portera acquéreur de chacune des installations 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 dans le cadre du Programme de tarifs de rachat garantis en Ontario.

En 2013, TCPL a fait l'acquisition des quatre premières centrales au prix de 216 millions de dollars. TCPL a évalué les actifs et les passifs acquis à la juste valeur et la presque totalité du prix d'achat a été imputée aux immobilisations corporelles; aucun écart d'acquisition n'a été constaté.

TCPL prévoit que les autres installations entreront en service et seront acquises d'ici la fin de 2014.

CrossAlta

En décembre 2012, TCPL avait 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.

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. 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

En juillet 2013, TCPL a réalisé la vente d'une participation de 45 % dans GTN LLC et dans Bison LLC à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US. Le prix d'achat comprenait une dette à long terme de 146 millions de dollars US, soit 45 % de l'encours de la dette de GTN LLC ainsi que les ajustements de clôture habituels. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

En mai 2013, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part, pour un produit brut d'environ 388 millions de dollars US et un produit net de 373 millions de dollars US après les frais d'émission. TCPL a investi un montant d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 %, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 % et un gain de dilution de 29 millions de dollars après les impôts (47 millions de dollars avant les impôts) a été constaté dans le surplus d'apport.

En 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, plus les ajustements de clôture habituels.

En mai 2011, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne visant 7 245 000 parts ordinaires au prix de 47,58 \$ US la part pour un produit brut d'environ 345 millions de dollars US et un produit net de 331 millions de dollars US après les frais d'émission. TCPL a fait un apport de capital d'environ 7 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité de 2 % et la société n'a pas acheté de parts supplémentaires. À la suite de l'émission des parts ordinaires, la participation de TCPL dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 38,2 % à 33,3 % et un gain de dilution de 30 millions de dollars après les impôts (50 millions de dollars avant les impôts) a été constaté dans le surplus d'apport.

26. 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)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2014	98	8	90
2015	97	7	90
2016	92	5	87
2017	86	5	81
2018	82	3	79
2019 et par la suite	325	–	325
	780	28	752

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 2013 se sont élevées à 98 millions de dollars (84 millions de dollars en 2012; 79 millions de dollars en 2011).

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 2013 était de 242 millions de dollars (238 millions de dollars en 2012; 309 millions de dollars en 2011). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

	MW	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sheerness	756	31 décembre 2020

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Autres engagements

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les contrats signés relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Au 31 décembre 2013, TCPL devrait engager, dans le secteur des gazoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,3 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2012), principalement pour les coûts des travaux de construction liés au réseau de NGTL et à d'autres projets de gazoducs.

Au 31 décembre 2013, la société devait engager, dans le secteur des oléoducs, des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,5 milliards de dollars (1,7 milliard de dollars en 2012) principalement pour les coûts de construction de Keystone XL et du projet de Grand Rapids.

Au 31 décembre 2013, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,1 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars en 2012) se rapportant principalement aux dépenses en immobilisations pour la centrale de Napanee.

Au 31 décembre 2013, la société s'était engagée à acheter les cinq autres installations d'énergie solaire auprès de Canadian Solar Solutions Inc. en contrepartie d'environ 280 millions de dollars.

Éventualités

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2013, la société avait constaté quelque 32 millions de dollars (37 millions de dollars en 2012; 49 millions de dollars en 2011) relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actuelle de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir 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 instances et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Garanties

TCPL et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. 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 ainsi qu'à certaines autres obligations financières. 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. 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.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2013		2012	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	629	8	897	10
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	51	10	89	7
		680	18	986	17

¹ Quote-part de TCPL à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

² Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

27. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à recevoir de sociétés affiliées.

(en millions de dollars)	Date d'échéance	2013		2012 ²	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Billets à escompte ¹	2014	2 721	1,3 %	2 889	1,4 %
		2 721		2 889	

¹ L'intérêt sur les billets à escompte est équivalent aux taux courants pour le papier commercial.

² Le montant net des soldes de 2012 était antérieurement présenté dans le montant à payer à des sociétés affiliées dans le bilan consolidé. Conformément à la présentation adoptée pour la période à l'étude, nous avons ajusté la présentation pour présenter les montants bruts.

En 2013, les intérêts créditeurs comprenaient un montant 38 millions de dollars en raison d'emprunts intersociétés (41 millions de dollars en 2012; 35 millions de dollars en 2011).

En 2013, les créditeurs comprenaient un montant de 43 millions de dollars à recevoir de diverses sociétés affiliées de TCPL.

Les montants qui suivent sont inclus dans le montant à payer à des sociétés affiliées.

(en millions de dollars)	Date d'échéance	2013		2012 ³	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
Facilité de crédit ¹		574	3,0 %	1 240	3,0 %
Facilité de crédit ²	2014	865	3,8 %	664	3,8 %
		1 439		1 904	

¹ 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). Cette facilité porte intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada, ou au taux de base annuel aux États-Unis. Elle peut être résiliée par TransCanada à son gré.

² 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.

³ Le montant net des soldes de 2012 était antérieurement présenté dans le montant à recevoir de sociétés affiliées dans le bilan consolidé. Conformément à la présentation adoptée pour la période à l'étude, nous avons ajusté la présentation pour présenter les montants bruts.

En 2013, les intérêts débiteurs comprenaient un montant 62 millions de dollars en raison d'emprunts intersociétés (61 millions de dollars en 2012; 140 millions de dollars en 2011).

Au 31 décembre 2013, les créditeurs comprenaient des intérêts de 1 million de dollars à payer à TransCanada (2 millions de dollars au 31 décembre 2012).

La société a effectué des paiements d'intérêt de 62 millions de dollars à TransCanada en 2013 (62 millions de dollars en 2012; 144 millions de dollars en 2011).

28. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Actions ordinaires

Le 20 janvier 2014, TCPL a émis 9,1 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada, ce qui a donné lieu à un produit de 440 millions de dollars.

Vente des actifs de Cancarb

Le 20 janvier 2014, TCPL a conclu une entente prévoyant la vente de Cancarb Limited et de sa centrale électrique apparentée pour un produit brut de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture. L'opération devrait être réalisée vers la fin du premier trimestre de 2014, sous réserve de diverses approbations. Les actifs connexes ont été classés comme actifs destinés à la vente au 31 décembre 2013 (note 6).

Rachat d'actions privilégiées

Le 27 janvier 2014, TCPL a annoncé le rachat de la totalité des 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation le 5 mars 2014 au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,2455 \$ au titre des dividendes courus et impayés à la date de rachat visée. Les actions de série Y en circulation ont une valeur nominale totale de 200 millions de dollars et elles sont assorties d'un dividende annualisé global de 11,2 millions de dollars.

Points saillants des résultats financiers des trois derniers exercices

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2013	2012	2011
État des résultats			
Produits	8 797	8 007	7 839
BAllA			
Gazoducs	2 908	2 741	2 875
Oléoducs	752	698	587
Énergie	1 406	882	1 119
Siège social	(108)	(97)	(86)
	4 958	4 224	4 495
Amortissement	(1 485)	(1 375)	(1 328)
BAll	3 473	2 849	3 167
Charges financières et autres	(974)	(912)	(989)
Impôts sur le bénéfice	(605)	(461)	(546)
Arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A	–	(20)	–
Bénéfice net	1 894	1 456	1 632
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(105)	(96)	(107)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 789	1 360	1 525
Dividendes sur les actions privilégiées	(20)	(22)	(22)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 769	1 338	1 503
Résultat comparable	1 641	1 369	1 536
État des flux de trésorerie			
Fonds provenant de l'exploitation	3 977	3 259	3 360
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	(334)	287	207
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	3 643	3 546	3 567
Dépenses en immobilisations	4 461	2 595	2 513
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	216	214	–
Dividendes en trésorerie sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	1 308	1 248	1 185
Bilan			
Actif			
Immobilisations corporelles :	37 606	33 713	32 467
Total de l'actif	56 626	51 302	50 165
Structure du capital			
Dette à long terme	22 865	18 913	18 659
Billets subordonnés de rang inférieur	1 063	994	1 016
Participations sans contrôle	1 417	1 036	1 076
Actions privilégiées	194	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	19 827	17 915	17 543
Données par action ordinaire			
Bénéfice net – de base et dilué	2,36 \$	1,81 \$	2,22 \$
Données par action privilégiée			
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série U	1,99 \$	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	2,6	2,2	2,4

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 BAll 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 HAUTE DIRECTION



RUSS GIRLING
Président et
chef de la direction



ALEX POURBAIX
Vice-président directeur et
président, Aménagement



DON MARCHAND
Vice-président directeur et
chef des finances



PAUL MILLER
Vice-président directeur et
président, Oléoducs



KARL JOHANNSON
Vice-président directeur et
président, Gazoducs



BILL TAYLOR
Vice-président directeur et
président, Énergie



JIM BAGGS
Vice-président directeur,
Exploitation et ingénierie



KRISTINE DELKUS
Vice-présidente directrice et
chef du contentieux



WENDY HANRAHAN
Vice-présidente directrice,
Services généraux



DENNIS McCONAGHY
Vice-président directeur

VICE-PRÉSIDENTS DIRECTEURS – RETRAITÉS LE 28 FÉVRIER 2014

“ Chacun à leur façon, ces deux dirigeants ont grandement contribué au succès de TransCanada. J’ai eu le privilège de travailler avec Sean et Greg pendant plusieurs années. Je tiens à les remercier personnellement de leur contribution et à leur souhaiter bon succès dans leurs projets d’avenir. ” – **RUSS GIRLING**



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



GREG LOHNES
Vice-président directeur,
Exploitation et grands projets



VISION

Être 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 nous bénéficions d'un net avantage concurrentiel ou pourrions l'acquérir.



RESPONSABILITÉ



COLLABORATION



INTÉGRITÉ



VALEURS



INNOVATION

TransCanada Corporation

TransCanada Tower
450 – First Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
1.403.920.2000
1.800.661.3805

Consultez TransCanada.com

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