

Rapport trimestriel aux actionnaires

Premier trimestre de 2013

Points saillants des résultats financiers

Le BAIIA comparable et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Bénéfice		
Produits	2 252	1 945
BAIIA comparable	1 168	1 113
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	362
Résultat comparable	382	373
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Fonds provenant de l'exploitation	912	865
Augmentation du fonds de roulement	(208)	(164)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	704	701
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	929	464
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	32	216
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)		
Moyenne de la période	745	736
Fin de la période	749	738

Rapport de gestion

Le 25 avril 2013

Le rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada PipeLines Limited. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre clos le 31 mars 2013, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2013, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

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

Au sujet de la présente publication

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

Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire paraissant dans notre rapport annuel 2012.

Tous les renseignements sont en date du 25 avril 2013 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

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

Les énoncés prospectifs se fondent sur certaines hypothèses ainsi que sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le rapport de gestion peuvent comprendre des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, dont la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers projetés à l'égard des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats escomptés;
- l'incidence prévue des décisions réglementaires et les changements nécessaires en découlant;
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- les prévisions de dépenses en immobilisations et d'obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et le prix de la capacité;
- le moment 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 de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel 2012.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est 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).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAll;
- résultat comparable;
- BAIIA comparable;
- BAll comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- impôts sur le bénéfice comparables;
- fonds provenant de l'exploitation.

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

BAIIA et BAll

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées, et il comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAll mesure le bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Il s'agit d'une mesure efficace 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 efficace pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés parce qu'ils excluent 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 rubrique « Situation financière » 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 d'une 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
BAll comparable	BAll
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	Intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
impôts sur le bénéfice comparables	charge (recouvrement) d'impôts

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

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur 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 réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

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

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
BAlIA comparable	1 168	1 113
Amortissement comparable	(354)	(344)
BAll comparable	814	769
Autres postes de l'état des résultats		
Intérêts débiteurs comparables	(261)	(248)
Intérêts créditeurs et autres comparables	18	25
Impôts sur le bénéfice comparables	(158)	(138)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(25)	(29)
Dividendes sur les actions privilégiées	(6)	(6)
Résultat comparable	382	373
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Proposition de restructuration au Canada - 2012	84	-
Activités de gestion des risques ¹	(8)	(11)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	362
Amortissement comparable	(354)	(344)
Poste particulier :		
Proposition de restructuration au Canada - 2012	(13)	-
Amortissement	(367)	(344)
Intérêts débiteurs comparables	(261)	(248)
Poste particulier :		
Proposition de restructuration au Canada - 2012	(1)	-
Intérêts débiteurs	(262)	(248)
Intérêts créditeurs et autres comparables	18	25
Postes particuliers :		
Proposition de restructuration au Canada - 2012	1	-
Activités de gestion des risques ¹	(6)	6
Intérêts créditeurs et autres	13	31
Impôts sur le bénéfice comparables	(158)	(138)
Postes particuliers :		
Proposition de restructuration au Canada - 2012	42	-
Activités de gestion des risques ¹	2	11
Charge d'impôts	(114)	(127)

1 trimestres clos les 31 mars		
(non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Installations énergétiques au Canada	(2)	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	1	(32)
Stockage de gaz naturel	(3)	6
Change	(6)	6
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	2	11
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(8)	(11)

BAIIA et BAII selon le secteur d'exploitation

trimestre clos les 31 mars 2013					
(non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	746	179	277	(34)	1 168
Amortissement comparable	(240)	(37)	(74)	(3)	(354)
BAII comparable	506	142	203	(37)	814

trimestre clos les 31 mars 2012					
(non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	725	173	244	(29)	1 113
Amortissement comparable	(232)	(36)	(73)	(3)	(344)
BAII comparable	493	137	171	(32)	769

Résultats – premier trimestre de 2013

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 458 millions de dollars ce trimestre, alors qu'il s'était chiffré à 362 millions de dollars au premier trimestre de 2012. Ce chiffre comprend un bénéfice net de 104 millions de dollars découlant de la décision de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») au sujet de la proposition de modification de la structure commerciale et des modalités de service du réseau principal au Canada et de la demande d'établissement des droits définitifs pour 2012 et 2013 (« proposition de restructuration au Canada »). De ce montant, 84 millions de dollars sont retranchés du résultat comparable puisqu'ils se rapportent à 2012.

Le résultat comparable du trimestre est de 382 millions de dollars, soit 9 millions de dollars de plus qu'au premier trimestre de 2012.

Ce résultat s'explique par :

- le bénéfice net supérieur enregistré par le réseau principal au Canada du fait de l'incidence, au premier trimestre de 2013, de la décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration au Canada;
- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2 et de la constatation d'un règlement d'assurance, annulée en partie par l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- la progression des prix réalisés pour l'électricité aux installations énergétiques aux États-Unis.

Ces résultats ont été en partie annulés par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis;
- le recul du résultat des installations énergétiques de l'Ouest en raison du cas de force majeure invoqué aux termes de la CAE de Sundance A ainsi que des prix réalisés;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des pertes réalisées en 2013, comparativement à des gains réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Le résultat comparable ne comprend pas les pertes après impôts non réalisées nettes découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques :

- 8 millions de dollars (10 millions de dollars avant les impôts) au premier trimestre de 2013;
- 11 millions de dollars (22 millions de dollars avant les impôts) au premier trimestre de 2012.

Perspectives

La décision rendue par l'ONÉ le 27 mars 2013 au sujet de la proposition de restructuration au Canada pour les droits et services sur le réseau principal au Canada, bien qu'elle puisse donner lieu à des écarts plus prononcés et des variations saisonnières des flux de trésorerie, devrait avoir une incidence favorable sur les perspectives quant aux résultats pour 2013 inclus dans notre rapport annuel 2012. L'ONÉ a approuvé un taux de rendement du capital-actions (« RCA ») de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, des droits pluriannuels jusqu'en 2017 et un nouveau mécanisme incitatif. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur nos perspectives.

Gazoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Gazoducs au Canada		
Réseau principal au Canada	280	250
Réseau de NGTL	182	177
Foothills	29	31
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	6	8
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	497	466
Amortissement comparable ²	(184)	(177)
BAII comparable des gazoducs au Canada	313	289
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)		
ANR	90	97
GTN ³	28	30
Great Lakes ⁴	10	18
TC PipeLines, LP ^{1,5}	17	20
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , Bison ³ , Portland ⁶)	43	34
International (Gas Pacifico/INNERGY ¹ , Guadalajara, Tamazunchale, TransGas ¹)	26	28
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)
Participations sans contrôle ⁷	43	45
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	255	270
Amortissement comparable ²	(55)	(55)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	200	215
Change	2	-
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	202	215
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(9)	(11)
BAII comparable du secteur des gazoducs	506	493
Sommaire		
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	746	725
Amortissement comparable ²	(240)	(232)
BAII comparable du secteur des gazoducs	506	493

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 actifs.

² Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

³ Ces données représentent notre participation directe de 75 %.

⁴ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %.

⁵ Ces données représentent notre participation directe de 33,3 % dans TC PipeLines, LP et notre participation effective, par le truchement de TC PipeLines, LP, de 8,3 % dans GTN et dans Bison, notre participation de 16,7 % dans Northern Border et notre participation effective supplémentaire de 15,4 % dans Great Lakes.

⁶ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

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.

BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	2013	2012
Réseau principal au Canada - bénéfice net	151	47
Réseau principal au Canada - résultat comparable	67	47
Réseau de NGTL	56	48
Foothills	4	5

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

trimestres clos les 31 mars (non audité)	Réseau principal au Canada¹		Réseau de NGTL²		ANR³	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 870	5 812	5 824	5 282	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	426	430	994	998	465	482
Moyenne quotidienne	4,7	4,7	11,0	11,0	5,2	5,3

- 1 Les volumes de livraison du réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les réceptions physiques en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 231 Gpi³ (247 Gpi³ en 2012) pour une moyenne quotidienne de 2,6 Gpi³ (2,7 Gpi³ en 2012).
- 2 Les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 916 Gpi³ pour le trimestre clos le 31 mars 2013 (948 Gpi³ en 2012) pour une moyenne quotidienne de 10,2 Gpi³ (10,4 Gpi³ en 2012).
- 3 Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne d'ANR n'influent pas sur les résultats.

GAZODUCS AU CANADA

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

Au trimestre à l'étude, le bénéfice net du réseau principal au Canada a progressé de 104 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2012 en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ le 27 mars 2013 au sujet de la proposition de restructuration au Canada. Par ailleurs, l'ONÉ a approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % qui sera en vigueur 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 %. Le résultat comparable du premier trimestre de 2013 exclut 84 millions de dollars liés à l'incidence, pour 2012, de la décision de l'ONÉ.

Le bénéfice net du réseau de NGTL (anciennement connu sous le nom de réseau de l'Alberta) a été de 8 millions de dollars supérieur à celui du premier trimestre de 2012 compte tenu de la base tarifaire moyenne plus élevée et de la cessation de la composante coûts annuels fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration comprise dans les besoins en produits pour la période de 2010 à 2012 échus à la fin de 2012. Les résultats du réseau de NGTL pour le trimestre à l'étude tiennent compte du dernier RCA approuvé de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % et de l'absence de revenus incitatifs.

GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS ET À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent généralement sur le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale s'est établi à 255 millions de dollars US ce trimestre, soit à 15 millions de dollars US de moins qu'au premier trimestre de 2012. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des produits de Great Lakes découlant de la baisse des tarifs et de la capacité non visée par des contrats;
- des coûts supérieurs d'ANR liés aux services fournis par d'autres pipelines;
- de la hausse des produits tirés du service à court terme et du service interruptible de Portland.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

Pour le trimestre à l'étude, l'amortissement comparable a été de 8 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit au premier trimestre de 2012, principalement en raison de la base tarifaire plus élevée pour le réseau de NGTL.

Oléoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Réseau d'oléoducs Keystone	186	174
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(7)	(1)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs	179	173
Amortissement comparable	(37)	(36)
BAII comparable du secteur des oléoducs	142	137
BAII comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	47	48
Dollars US	94	89
Change	1	-
	142	137

Pour le trimestre à l'étude, le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone a été de 12 millions de dollars supérieur à celui du premier trimestre de 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

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

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires du trimestre ont été de 6 millions de dollars supérieures à celles du premier trimestre de 2012 dans le contexte de l'intensification des activités dans le cadre des divers projets d'aménagement.

Énergie

Le BAIIA comparable et le BAll comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	79	131
Installations énergétiques de l'Est ^{1,2}	95	93
Bruce Power ¹	31	(13)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(11)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada¹	195	200
Amortissement comparable ³	(43)	(40)
BAll comparable des installations énergétiques au Canada¹	152	160
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)		
Installations énergétiques du Nord-Est	77	46
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(10)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	67	36
Amortissement comparable	(28)	(30)
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis	39	6
Change	1	-
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	40	6
Stockage de gaz naturel		
Installations de stockage en Alberta	20	15
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel¹	18	13
Amortissement comparable ³	(3)	(3)
BAll comparable des installations de stockage de gaz naturel¹	15	10
BAIIA et BAll comparables découlant de l'expansion des affaires	(4)	(5)
BAll comparable du secteur de l'énergie¹	203	171
Sommaire		
BAIIA comparable du secteur de l'énergie¹	277	244
Amortissement comparable ³	(74)	(73)
BAll comparable du secteur de l'énergie¹	203	171

¹ Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, de Portlands Energy, de Bruce Power et, en 2012, de CrossAlta. En décembre 2012, nous avons fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter notre participation à 100 %.

² Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012.

³ Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 277 millions de dollars pour le trimestre à l'étude, soit 33 millions de dollars de plus que le montant inscrit au premier trimestre de 2012, un effet net de :

- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2 de Bruce Power, qui ont été remis en service en octobre 2012, et de la constatation d'un recouvrement au titre de l'assurance contre les pertes d'exploitation et l'arrêt d'exploitation du réacteur 3 au premier trimestre de 2012, hausse annulée en partie par l'arrêt d'exploitation prolongé du réacteur 4 au premier trimestre de 2013;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison des prix de l'électricité réalisés supérieurs;
- le recul du résultat des installations énergétiques aux États-Unis en raison du cas de force majeure invoqué aux termes de la CAE de Sundance A ainsi que des prix réalisés pour l'électricité.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est¹

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Produits		
Installations énergétiques de l'Ouest	142	224
Installations énergétiques de l'Est ¹	109	103
Autres ²	31	25
	282	352
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation³	22	23
Achats de produits de base revendus		
Installations énergétiques de l'Ouest	(65)	(94)
Autres ⁴	(2)	(2)
	(67)	(96)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(63)	(55)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(11)
BAIIA comparable	164	213
Amortissement comparable ⁵	(43)	(40)
BAII comparable	121	173

¹ Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012.

² Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique.

³ Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.

⁴ Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

⁵ Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Volumes de vente et capacité disponible

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

trimestres clos les 31 mars (non audité)	2013	2012
Volumes des ventes (en GWh)		
Offre		
Électricité produite		
Installations énergétiques de l'Ouest	670	671
Installations énergétiques de l'Est ¹	1 346	1 143
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ²	1 707	2 039
Autres achats	-	45
	3 723	3 898
Ventes		
Électricité vendue à contrat		
Installations énergétiques de l'Ouest	1 707	2 295
Installations énergétiques de l'Est ¹	1 346	1 143
Électricité vendue au comptant		
Installations énergétiques de l'Ouest	670	460
	3 723	3 898
Capacité disponible des centrales³		
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	97 %	99 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	96 %	93 %

¹ Ces données comprennent la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne depuis novembre 2012.

² Ces données comprennent notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. Aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2012 ni en 2013.

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

⁴ Ces données excluent les installations qui fournissent de l'électricité à TCPL aux termes de CAE.

⁵ La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible du fait que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est établi à 79 millions de dollars au premier trimestre de 2013, soit 52 millions de dollars de moins qu'au premier trimestre de 2012. De plus, les produits d'exploitation ont diminué de 82 millions de dollars au trimestre à l'étude pour s'établir à 142 millions de dollars. Ces baisses s'expliquent principalement par :

- la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A;
- le recul des prix réalisés pour l'électricité;
- la réduction des volumes d'électricité achetés aux termes de CAE pendant les périodes de faiblesse des prix au comptant.

Au premier trimestre de 2012, nous avons constaté les produits et les coûts liés à la CAE de Sundance A en présumant que les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement conformément aux termes de la CAE. En juillet 2012, nous avons été informés de la décision d'arbitrage relativement à la CAE de Sundance A, qui a déterminé que les groupes électrogènes avaient fait l'objet d'un cas de force majeure au premier trimestre de 2012. En réponse, nous avons constaté une charge de 30 millions de dollars au deuxième trimestre de 2012, montant équivalent au bénéfice avant les impôts que nous avons constaté au premier trimestre de 2012. Puisque l'installation continue de faire l'objet d'un cas de force majeure, nous ne constaterons aucuns autres produits ni aucuns autres coûts d'ici à ce que ces groupes électrogènes soient remis en service. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie – Faits marquants » du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur la décision d'arbitrage pour la CAE de Sundance A.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont été de 64 \$ le MWh au trimestre à l'étude, comparativement à 60 \$ le MWh au premier trimestre de 2012. Cette hausse provient surtout des prix forts sur le marché au comptant en mars en raison des arrêts d'exploitation et de la demande accrue. Le prix réalisé moyen pour l'électricité des installations énergétiques de l'Ouest au trimestre à l'étude a été inférieur à celui du premier trimestre de 2012, et cette baisse tient principalement aux activités contractuelles. Les volumes achetés ont été moins élevés qu'ils ne l'avaient été au premier trimestre de 2012, surtout en raison de la baisse du taux d'utilisation aux termes des CAE de Sheerness et de Sundance B et du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation à cette dernière installation.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont atteint 65 millions de dollars au trimestre à l'étude, une baisse de 29 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2012 en raison de la situation de force majeure frappant la CAE de Sundance A et du recul des volumes d'électricité achetés pendant les périodes de faiblesse des prix au comptant.

Pour les installations énergétiques de l'Est, le BAIIA comparable, à 95 millions de dollars, a été de 2 millions de dollars supérieur à celui du premier trimestre de 2012 grâce à la mise en service de la deuxième phase de Gros-Morne de Cartier énergie éolienne en novembre 2012, cette hausse étant contrée en partie par le recul des produits contractuels de la centrale de Bécancour.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz naturel utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 63 millions de dollars au trimestre à l'étude; la hausse de 8 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2012 est principalement attribuable à la progression des prix du gaz naturel destiné à la combustion en 2013.

Environ 72 % des volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest étaient visés par des contrats au premier trimestre de 2013, comparativement à 83 % au premier trimestre de 2012. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest ont conclu des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour environ 5 300 GWh pour le reste de 2013 et environ 5 200 GWh en 2014.

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	2013	2012
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹		
Bruce A	36	(33)
Bruce B	(5)	20
	31	(13)
Comprend ce qui suit :		
Produits	287	162
Charges d'exploitation	(173)	(135)
Amortissement et autres	(83)	(40)
	31	(13)
Bruce Power - Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ²		
Bruce A ³	66 %	48 %
Bruce B	78 %	86 %
Capacité cumulée de Bruce Power	72 %	62 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus		
Bruce A	90	91
Bruce B	70	46
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus		
Bruce A	8	-
Bruce B	9	4
Volumes des ventes (en GWh) ¹		
Bruce A ³	2 097	747
Bruce B	1 735	1 909
	3 832	2 656
Prix de vente réalisés par MWh		
Bruce A	68 \$	66 \$
Bruce B ⁴	53 \$	54 \$
Prix cumulés pour Bruce Power	59 \$	57 \$

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

² La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps 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 comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.

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

Comparativement au premier trimestre de 2012, le bénéfice tiré de notre participation dans Bruce A s'est relevé de 69 millions de dollars. Cette hausse provient :

- du résultat supplémentaire attribuable aux réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- de la constatation 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 l'incidence de cette dernière sur Bruce A en 2012 et 2013.
- le résultat supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation prévu de West Shift Plus au premier trimestre de 2012.

Ces hausses ont été annulées en partie par l'incidence de l'arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 en août 2012 et qui s'est prolongé jusqu'au 13 avril 2013.

La capacité disponible des réacteurs 1 et 2 s'est accrue au premier trimestre de 2013, se situant en moyenne aux alentours de 85 %. Ces réacteurs peuvent désormais fonctionner à pleine capacité. Cependant, puisque les réacteurs n'ont pas fonctionné pendant une période prolongée, il est possible qu'ils affichent un taux légèrement plus élevé d'indisponibilité fortuite et une capacité réduite en 2013.

La perte attribuable à notre participation dans Bruce B a été de 5 millions de dollars au trimestre à l'étude, alors que nous avons tiré un bénéfice de notre participation de 20 millions de dollars au premier trimestre de 2012. Ce recul s'explique surtout par la baisse des volumes et la hausse des frais d'exploitation puisqu'il y a eu davantage de jours d'arrêt d'exploitation prévus.

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

Prix fixe de Bruce A	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	69,19 \$
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 la production de Bruce B fait l'objet d'un prix plancher ajusté annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte 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 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Nous prévoyons actuellement que les prix sur le marché au comptant en 2013 seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants inscrits dans les produits pour le premier trimestre de 2013 ne devrait être remboursé.

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.

La capacité disponible globale des centrales en 2013 devrait se situer aux alentours de 85 % pour Bruce A et à un peu moins de 90 % pour Bruce B. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif pour deux des réacteurs de Bruce B et un des réacteurs de Bruce A devraient se terminer au deuxième trimestre de 2013.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars US)	2013	2012
Produits		
Installations énergétiques ¹	433	195
Capacité	47	40
Autres ²	29	19
	509	254
Achats de produits de base revendus	(306)	(117)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(126)	(91)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(10)
BAIIA comparable	67	36
Amortissement comparable	(28)	(30)
BAII comparable	39	6

¹ Les gains et les pertes réalisés sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques.

² Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers, dont le niveau d'activité a augmenté en 2013.

Volumes de vente et capacité disponible

trimestres clos les 31 mars (non audité)	2013	2012
Volumes des ventes physiques (en GWh)		
Offre		
Électricité produite	1 051	1 154
Électricité achetée	2 479	1 570
	3 530	2 724
Capacité disponible des centrales¹	79 %	80 %

¹ La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est établi à 67 millions de dollars US au trimestre à l'étude, soit 31 millions de dollars US de plus que le montant inscrit au premier trimestre de 2012, un effet net :

- de la hausse des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York;
- de la hausse des produits tirés des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- de l'accroissement des frais d'exploitation du fait des prix plus forts pour le combustible.

Les prix des produits de base sur les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre ont affiché une hausse marquée au trimestre à l'étude comparativement au premier trimestre de 2012. Les prix supérieurs sur le marché au comptant de l'électricité au premier trimestre de 2013 s'expliquent par l'incidence cumulée des prix plus élevés pour le gaz naturel, les contraintes liées à la capacité pipelinère et l'accroissement de la demande de gaz naturel.

Les volumes physiques d'électricité vendue au trimestre à l'étude ont dépassé ceux de la même période en 2012 puisque les volumes d'électricité achetée ont progressé dans le contexte des ventes supérieures aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de PJM.

Les volumes produits ont diminué, principalement en raison de la baisse de production en Nouvelle-Angleterre, contrée en partie par la production supérieure de la centrale de Ravenswood.

À 433 millions de dollars US au trimestre à l'étude, les produits des ventes d'électricité ont été de 238 millions de dollars US supérieurs à ceux du premier trimestre de 2012. Cette hausse s'explique surtout par l'incidence cumulée de l'accroissement des prix réalisés pour l'électricité et de l'augmentation des volumes des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

À 47 millions de dollars US au trimestre à l'étude, les produits tirés de la capacité sont de 7 millions de dollars US plus élevés qu'au premier trimestre de 2012. L'augmentation de 2 % du prix au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York et l'incidence des opérations de couverture se sont traduites par des prix réalisés supérieurs dans la région de New York, contrée en partie par le recul des prix de capacité en Nouvelle-Angleterre.

Les achats des produits de base revendus, à 306 millions de dollars US au trimestre à l'étude, sont de 189 millions de dollars US supérieurs à ceux du premier trimestre de 2012, puisque nous avons acheté de plus grands volumes d'électricité à des prix plus forts pour respecter nos engagements de ventes d'électricité plus importants à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 126 millions de dollars US, soit 35 millions de dollars US de plus qu'au premier trimestre de 2012 en raison de la hausse des prix du gaz naturel combustible.

Au 31 mars 2013, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 2 600 GWh d'électricité, ou 41 % de leur production prévue, pour 2013 et pour quelque 2 400 GWh, ou 27 % de leur production prévue, pour 2014. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Installations de stockage en Alberta	20	15
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)
BAIIA comparable	18	13
Amortissement comparable	(3)	(3)
BAII comparable	15	10

Le BAIIA comparable s'est établi à 18 millions de dollars au trimestre à l'étude, soit 5 millions de dollars de plus qu'au premier trimestre 2012, et ce, surtout en raison du résultat supérieur de CrossAlta à la suite de l'acquisition de la tranche restante de 40 % de cette participation en décembre 2012. La nature saisonnière des activités de stockage de gaz naturel donne généralement lieu à des produits supérieurs en hiver.

Faits nouveaux

GAZODUCS

Décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration au Canada

Le 27 mars 2013, l'ONÉ a fait connaître sa décision sur notre demande 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.

L'ONÉ a approuvé plusieurs des changements que nous proposons, notamment les besoins en produits pour le réseau principal au Canada pour 2011 et 2012. Parallèlement, l'ONÉ a convenu que les fortes pressions du marché auxquelles avait été soumis le réseau principal au Canada se sont soldées par une chute du débit. Par conséquent, la hausse des droits à court terme pour le réseau principal au Canada en résultant a nui au caractère concurrentiel du réseau principal au Canada. En réaction, l'ONÉ a adopté une démarche préconisant des droits fixes pluriannuels qui, selon lui, procurera aux expéditeurs plus de certitude et de stabilité en ce qui a trait à la tarification. La décision prévoit des droits fixes jusqu'en 2017 pour le service garanti à long terme (avec la possibilité de rouvrir le dossier dans certaines circonstances), à un niveau que l'ONÉ a jugé concurrentiel. Bien que les droits pour le service garanti à long terme soient fixes, le réseau principal au Canada a le pouvoir discrétionnaire de fixer les prix pour le service interruptible et le service garanti à court terme. L'ONÉ a conclu dans sa décision que ce cadre nous fournira une occasion raisonnable de recouvrer nos coûts sur une période raisonnable. Les variations dans les recouvrements en sous ou en sus des besoins en produits comprenant le remboursement de capital et le rendement du capital investi seront comptabilisées dans des comptes de report qui feront l'objet d'instances futures en 2017 (ou plus tôt dans certaines circonstances). L'ONÉ déterminera alors comment les variations incluses dans les comptes de report seront traitées et la mesure dans laquelle des coûts seront refusés, le cas échéant. Compte tenu des droits fixes pluriannuels et du risque accru lié aux fluctuations des flux de trésorerie, l'ONÉ a majoré le taux de rendement permis pour le porter à 11,50 % en fonction d'un ratio de capitaux propres de 40 %.

La décision modifie de façon importante le cadre réglementaire ayant servi de base à des investissements supérieurs à 10 milliards de dollars dans nos pipelines réglementés au cours des 60 dernières années. Nous avons déterminé que nous demanderons un examen réglementaire et peut-être même un examen juridique et des modifications sur certains aspects de la décision.

Réseau de NGTL

Le réseau de l'Alberta est désormais connu sous le nom de réseau de NGTL pour mieux refléter le service proposé et la croissance soutenue en Colombie-Britannique.

Notre demande au sujet de la souscription d'une capacité de transport sur le réseau principal au Canada et sur celui de Foothills Pipelines a été refusée dans le cadre de la décision de l'ONÉ sur la proposition de restructuration au Canada. Par conséquent, nos livraisons destinées à l'exportation continueront d'être acheminées à Empress, à la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique.

Projets d'expansion du réseau de NGTL

Nous poursuivons l'expansion du réseau de NGTL et, depuis le début de 2013, nous avons mis en service de nouvelles installations d'une valeur d'environ 340 millions de dollars. Nous avons soumis à l'approbation de l'ONÉ d'autres nouvelles installations d'une valeur de 300 millions de dollars, que l'ONÉ a approuvées, et leur mise en service est prévue d'ici la fin de 2013. De plus, l'ONÉ a recommandé l'approbation du latéral de Chinchaga, projet d'environ 100 millions de dollars qui devrait entrer en service au début de 2014. Depuis le début de 2013, nous avons présenté des demandes visant de nouvelles installations d'une valeur de 60 millions de dollars et nous prévoyons soumettre des demandes réglementaires pour d'autres projets d'expansion en Colombie-Britannique dont le coût est évalué entre 1,0 milliard de dollars et 1,5 milliard de dollars dans le cadre du projet de transport de gaz de Prince Rupert.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En février 2013, nous avons signé une entente avec Progress Energy Canada Ltd. pour la conception du projet de transport de gaz de Prince Rupert, et nous nous préparons à entamer le processus d'évaluation environnementale, y compris l'élaboration d'une description du projet qui sera déposée auprès de l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») au deuxième trimestre de 2013.

Projet de pipeline Coastal GasLink

Nous nous concentrons 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 Coastal GasLink auprès de l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique et de l'ACEE. Nous prévoyons entreprendre, au deuxième trimestre de 2013, un appel de soumissions pour NGTL afin de proposer des services de livraison à destination de Vanderhoof, en Colombie-Britannique, sur le pipeline Coastal GasLink.

Portland

Nous procédons, en avril et mai 2013, à un appel de soumissions exécutoires de 45 jours afin d'évaluer la demande de nouvelles options d'approvisionnement en gaz naturel sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et du Canada Atlantique. Les résultats de cet appel de soumissions pourraient justifier l'accroissement de notre capacité pour la porter de 168 Mpi³/j à entre 300 Mpi³/j et 350 Mpi³/j. Le projet nécessitera l'agrandissement en amont du réseau principal au Canada, et il faudra évaluer les incidences de la décision rendue récemment par l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration au Canada dans ce contexte.

Tamazunchale

Divers travaux de construction sont en cours dans le cadre du projet de prolongement de Tamazunchale, qui se déroule dans le respect du calendrier en prévision d'une mise en service au premier trimestre de 2014.

OLÉODUCS

Projet de la côte du golfe

Nous construisons un pipeline d'un diamètre de 36 pouces entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique, et nous prévoyons commencer à acheminer du pétrole brut à destination de Port Arthur, au Texas, d'ici la fin de 2013. La construction est achevée à 70 % et nous évaluons à 2,3 milliards de dollars US le total des coûts des installations aménagées entre Cushing et Port Arthur.

La construction du latéral de Houston de 76 km (47 milles) qui assurera le transport de pétrole brut jusqu'aux raffineries de Houston devrait s'amorcer vers le milieu de 2013 pour se terminer d'ici le milieu de 2014 à un coût total évalué à environ 300 millions de dollars US.

Le projet de la côte du golfe aura une capacité initiale pouvant atteindre 700 000 barils par jour.

Oléoduc Keystone XL

En janvier 2013, le gouverneur du Nebraska a approuvé le nouveau tracé de rechange proposé après que le Département de la qualité environnementale du Nebraska ait publié son rapport d'évaluation final concluant que la construction et l'exploitation de l'oléoduc Keystone XL ne devraient avoir que des incidences environnementales minimales au Nebraska.

Le 1^{er} mars 2013, le Département d'État des États-Unis a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental pour l'oléoduc Keystone XL. L'énoncé d'impact a réitéré que la construction du pipeline proposé de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska, ne donnerait lieu à aucune incidence environnementale importante. Le Département d'État étudie actuellement les commentaires sur l'énoncé d'impact formulés pendant la période allouée pour les commentaires du public qui a pris fin le 22 avril 2013. Le Département d'État, une fois sa revue terminée, devrait publier un énoncé d'impact environnemental supplémentaire final, puis consulter d'autres organismes gouvernementaux au cours de la période allouée, à concurrence de 90 jours, pour déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts du pays avant de prendre une décision au sujet de notre demande de permis présidentiel.

Compte tenu des retards pour l'obtention d'un permis présidentiel pour Keystone XL, nous prévoyons désormais que la mise en service de l'oléoduc aura lieu au cours de la seconde moitié de 2015 et notre expérience de la construction de pipelines nous permet de conclure que les estimations de coûts de 5,3 milliards de dollars US augmenteront en fonction du moment de l'obtention du permis. Au 31 mars 2013, nous avons investi 1,8 milliard de dollars dans ce projet.

Oléoduc Énergie Est

Nous avons annoncé en avril 2013 le lancement d'un appel de soumissions afin d'obtenir des engagements fermes pour le transport de pétrole brut depuis des points de réception dans l'Ouest canadien à destination des marchés de l'Est du Canada. L'appel de soumissions, qui fait suite à l'étape réussie d'expression d'intérêt et à des échanges avec des expéditeurs potentiels, a commencé en avril 2013 et prendra fin en juin 2013.

Le projet d'oléoduc Énergie Est prévoit la conversion pour le transport de pétrole brut d'un tronçon d'environ 3 000 kilomètres de notre réseau principal au Canada ainsi que la construction d'une nouvelle canalisation d'une longueur d'environ 1 400 kilomètres. Sous réserve des résultats de l'appel de soumissions, l'oléoduc aura la capacité de transporter à concurrence de 850 000 barils de pétrole brut par jour, rehaussant ainsi l'accès aux marchés de l'Est du Canada.

Nous avons entrepris le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que des travaux sur le terrain dans le cadre de la conception et de la planification initiales. Si l'appel de soumissions donne de bons résultats, nous présenterons une demande d'approbation réglementaire pour la construction et l'exploitation des installations, dont l'entrée en service pourrait avoir lieu vers la fin de 2017.

Projet pipelinier Northern Courier

Fort Hills Energy Limited Partnership n'a pas fait savoir si la décision prise récemment d'annuler le projet d'usine de valorisation de Voyageur avait modifié les plans actuels au sujet de Northern Courier. Nous avons presque terminé les travaux sur le terrain et le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes nécessaires à la présentation de notre demande de permis auprès de l'Office de conservation des ressources énergétiques, que nous prévoyons déposer au deuxième trimestre de 2013.

ÉNERGIE

Énergie solaire en Ontario

Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW. Nous nous attendons à réaliser l'acquisition des trois premières centrales, d'une capacité cumulée de 29 MW, vers le milieu de 2013 au coût approximatif total 175 millions de dollars. Nous prévoyons acquérir les six autres projets plus tard en 2013 et en 2014, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

Bruce Power

Le réacteur 4 de Bruce Power a été remis en service le 13 avril 2013 après l'exécution du programme de prolongement de la durée d'exploitation amorcé en août 2012. L'investissement devrait permettre au réacteur 4 de demeurer en exploitation au moins jusqu'en 2021.

Le 5 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.

Autres postes de l'état des résultats

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Intérêts débiteurs comparables	261	248
Intérêts créditeurs et autres comparables	(18)	(25)
Impôts sur le bénéfice comparables	158	138
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	25	29

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)		
Libellés en dollars CA	122	128
Libellés en dollars US	188	186
Change	1	-
	311	314
Intérêts divers et amortissement	5	8
Intérêts capitalisés	(55)	(74)
Intérêts débiteurs comparables	261	248

Au trimestre à l'étude, les intérêts débiteurs comparables ont été de 13 millions de dollars supérieurs à ceux du premier trimestre de 2012 en raison des éléments suivants :

- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service des réacteurs de Bruce Power remis à neuf, contrebalancée partiellement par la hausse des intérêts capitalisés relativement au projet de la côte du golfe;
- le recul des intérêts débiteurs en raison des échéances de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains, annulé en partie par les émissions de titres d'emprunt de 750 millions de dollars US en janvier 2013, de 1 milliard de dollars US en août 2012 et de 500 millions de dollars US en mars 2012.

Les intérêts créditeurs et autres comparables au trimestre à l'étude ont été de 7 millions de dollars inférieurs au chiffre du premier trimestre de 2012 en raison des pertes réalisées en 2013, comparativement à des gains réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables sont passés de 138 millions de dollars au premier trimestre de 2012 à 158 millions de dollars au trimestre à l'étude. Le résultat avant les impôts supérieur en 2013 comparativement à 2012 et les variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadien et étrangers sont à la source de cette augmentation.

Situation financière

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

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

Nous sommes persuadés que nous avons la capacité de financer notre programme d'investissement en cours au moyen de 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.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Fonds provenant de l'exploitation ¹	912	865
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(208)	(164)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	704	701

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

Au trimestre à l'étude, les rentrées nettes liées à l'exploitation ont été de 3 millions de dollars supérieures à celles du premier trimestre de 2012, surtout en raison de la hausse des fonds provenant de l'exploitation qui est cohérente avec le relèvement de nos résultats, contrée en partie par les variations du fond de roulement d'exploitation.

Au 31 mars 2013, notre actif à court terme totalisait 3,3 milliards de dollars alors que notre passif à court terme se chiffrait à 5,5 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un manque au fonds de roulement d'exploitation de 2,2 milliards de dollars, comparativement à 2,1 milliards de dollars à la fin de 2012. Cette insuffisance du fonds de roulement est considérée normale dans le cours de l'exploitation et le financement du fonds de roulement est géré compte tenu de notre capacité de générer des flux de trésorerie et de notre accès continu aux marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Dépenses en immobilisations	929	464
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	32	216

Nos dépenses en immobilisations, au cours du trimestre, étaient surtout axées sur le projet de la côte du golfe et l'expansion du réseau de NGTL.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars)	2013	2012
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	734	492
Remboursements sur la dette à long terme	(14)	(548)
Billets à payer remboursés	(829)	(46)
Dividendes et distributions versés	(345)	(329)
Activités de financement – capitaux propres	499	269
Avances (à) de la société mère	75	(259)

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

En janvier 2013, nous avons émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt à 0,75 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en novembre 2011.

En janvier 2013, nous avons émis en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») 7,2 millions d'actions ordinaires ayant donné lieu à un produit de 345 millions de dollars.

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

Le produit net de ces émissions servira à financer notre programme d'investissement, à des fins générales et au remboursement de la dette à court terme.

DIVIDENDES

Le 25 avril 2013, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

Le dividende déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2013 est d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 28 juin 2013.

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série U 0,70 \$ par action (pour la période allant jusqu'au, mais à l'exclusion du, 30 juillet 2013)

Payables le 30 juillet 2013 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 juin 2013

Série Y 0,70 \$ par action (pour la période allant jusqu'au, mais à l'exclusion du, 1^{er} août 2013)

Payables le 1^{er} août 2013 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 juin 2013

FACILITÉS DE CRÉDIT

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

Au 31 mars 2013, nous disposions de facilités de crédit non garanties de 5 milliards de dollars, notamment les suivantes.

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
2,0 milliards de dollars	2,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL	octobre 2017
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit renouvelable et prorogable confirmée qui appuie un programme de papier commercial en dollars US de TCPL USA aux États-Unis	octobre 2013
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada Keystone Pipeline, LP	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogable qui appuie un programme de papier commercial en dollars US au Canada visant à financer une partie de Keystone	novembre 2013
0,9 milliard de dollars, 0,1 milliard de dollars US	360 millions de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 mars 2013, nous avons prélevé 640 millions de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	À vue

Financement par emprunt d'apparentés

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

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

Il y a lieu de se reporter à la section sur les risques et les instruments financiers pour un complément d'information sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques divers.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Exception faite d'une baisse de 560 millions de dollars au titre de nos dépenses en immobilisations et de 190 millions de dollars au titre des autres engagements d'achat, il n'y a eu aucun changement important dans nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2013 ni pour les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques financiers et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur impact sur le résultat, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale. Elles sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Outre les risques qui sont décrits dans les présentes, dans sa décision de mars 2013 au sujet de notre proposition de restructuration au Canada, l'ONÉ a déterminé que les principaux risques commerciaux auxquels le réseau principal au Canada est exposé se sont accrus. Le cadre tarifaire découlant de la décision de l'ONÉ entraîne une variabilité supérieure des flux de trésorerie et une plus grande incertitude au sujet du recouvrement ultime du coût du service pour le réseau principal au Canada. Pour le reste, nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2012.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

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.

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, prêts et avances à recevoir.

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. Au 31 mars 2013, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit était de 256 millions de dollars au 31 mars 2013 (259 millions de dollars au 31 décembre 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 DE CHANGE

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

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

TAUX DE CHANGE MOYEN – DOLLAR AMÉRICAIN CONTRE DOLLAR CANADIEN

Premier trimestre de 2013	1,01
Premier trimestre de 2012	1,00

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.

PRINCIPAUX MONTANTS LIBELLÉS EN DOLLARS US

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars US)	2013	2012
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	200	215
BAII comparable des oléoducs aux États-Unis	94	89
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	39	6
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(188)	(186)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations en dollars US	44	26
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(48)	(51)
	141	99

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts. Les justes valeurs ainsi que le montant nominal pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Actif (passif) (non audité - en millions de dollars)	31 mars 2013		31 décembre 2012	
	Juste valeur¹	Montant nominal	Juste valeur¹	Montant nominal
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2013 à 2019) ²	5	3 800 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2013)	(1)	850 US	-	250 US
	4	4 650 US	82	4 050 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net du premier trimestre de 2013 comprenait des gains réalisés nets de 7 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2012) liés à l'intérêt 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

(non audité - en milliards de dollars)	31 mars 2013	31 décembre 2012
Valeur comptable	12,1 (11,9 US)	11,1 (11,2 US)
Juste valeur	15,0 (14,7 US)	14,3 (14,4 US)

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS UTILISÉS POUR COUVRIR NOTRE INVESTISSEMENT LIBELLÉ EN DOLLARS US DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir nos investissements nets au bilan est classée comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	31 mars 2013	31 décembre 2012
Autres actifs à court terme	47	71
Actifs incorporels et autres actifs	22	47
Créditeurs et autres	10	6
Autres passifs à long terme	55	30

SOMMAIRE DES INSTRUMENTS FINANCIERS NON DÉRIVÉS

(non audité - en millions de dollars)	31 mars 2013		31 décembre 2012	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	388	388	537	537
Débiteurs et autres ³	1 308	1 361	1 324	1 373
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	910	910	985	985
Actifs disponibles à la vente ³	49	49	44	44
	2 655	2 708	2 890	2 939
Passifs financiers⁴				
Billets à payer	1 474	1 474	2 275	2 275
Créditeurs et autres passifs à long terme ⁵	1 034	1 034	1 535	1 535
Intérêts courus	360	360	370	370
Dette à long terme	19 926	25 081	18 913	24 573
Billets subordonnés de rang inférieur	1 015	1 083	994	1 054
	23 809	29 032	24 087	29 807

1 Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012) au titre de la dette à long terme attribuable au risque couvert qui est constaté à la juste valeur. Cette dette, qui est constatée à la juste valeur de façon récurrente, est classée au deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques fondée sur les taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

2 L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le deuxième niveau de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

3 Au 31 mars 2013, des actifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les débiteurs, de 70 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres actifs à court terme et de 217 millions de dollars (240 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient compris dans les actifs incorporels et autres actifs.

4 L'état consolidé condensé des résultats au premier trimestre de 2013 comprenait des pertes de 10 millions de dollars (pertes de 15 millions de dollars en 2012) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US au 31 mars 2013 (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

5 Au 31 mars 2013, des passifs financiers de 1,0 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les créditeurs et de 41 millions de dollars (38 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres passifs à long terme.

SOMMAIRE DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

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

2013 (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	159 \$	85 \$	- \$	13 \$
Passifs	(206)\$	(93)\$	(8)\$	(13)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Ventes	36 445	71	-	-
Achats	34 536	102	-	-
En dollars canadiens	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 396 US	200 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2013 ⁴	(8)\$	9 \$	(6)\$	- \$
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2013 ⁴	(7)\$	(2)\$	(1)\$	- \$
Dates d'échéance	2013-2017	2013-2016	2013-2014	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	70 \$	- \$	- \$	10 \$
Passifs	(73)\$	(1)\$	(36)\$	- \$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Ventes	6 358	-	-	-
Achats	14 400	1	-	-
En dollars US	-	-	23 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Gains nets réalisés du trimestre clos le 31 mars 2013 ⁴	73 \$	- \$	- \$	2 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

¹ Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés.

² Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

³ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

⁴ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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 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, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

⁵ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2013, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

⁶ Pour le trimestre clos le 31 mars 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.

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

2012 (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Ventes	31 066	65	-	-
Achats	31 135	83	-	-
En dollars canadiens	-	-	-	620
En dollars US	-	-	1 408 US	200 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 ⁵	(7)\$	(14)\$	6 \$	-\$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 ⁵	15 \$	(10)\$	9 \$	-\$
Dates d'échéance	2013 -2017	2013-2016	2013	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	76 \$	-\$	-\$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	-\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Ventes	7 200	-	-	-
Achats	15 184	1	-	-
En dollars US	-	-	12 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 ⁵	(32)\$	(6)\$	-\$	1 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

¹ Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés.

² Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

³ Au 31 décembre 2012.

⁴ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

⁵ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La 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, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

⁶ Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2012, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre clos le 31 mars 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.

⁷ Pour le trimestre clos le 31 mars 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.

PRÉSENTATION DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS AU BILAN

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

(non audité - en millions de dollars)	31 mars 2013	31 décembre 2012
À court terme		
Autres actifs à court terme	248	259
Créditeurs et autres	(302)	(283)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	158	187
Autres passifs à long terme	(193)	(186)

INSTRUMENTS DÉRIVÉS VISÉS PAR DES OPÉRATIONS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

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

Couvertures de flux de trésorerie ¹ trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	36	(66)	-	(10)	2	(3)	-	-
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	(11)	47	-	13	-	-	4	6
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	(5)	(6)	-	(2)	-	-	-	-

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

DISPOSITIONS LIÉES AU RISQUE DE CRÉDIT ÉVENTUEL

Les contrats 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).

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 2013, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 34 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012), et les garanties fournies dans le cadre normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2012). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2013, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 34 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous estimons que nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DE LA JUSTE VALEUR

Les actifs et passifs qui sont constatés à la juste valeur doivent être classés dans l'une de trois catégories en fonction d'une hiérarchie de la juste valeur.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Premier niveau	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels nous avons accès à la date d'évaluation.
Deuxième niveau	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</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 lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.</p>
Troisième niveau	<p>Évaluation des actifs et des passifs de façon récurrente selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont déterminés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où nous exerçons nos activités.</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, 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 troisième niveau.</p>

La juste valeur de nos actifs et de nos passifs déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 mars 2013	31 déc. 2012	31 mars 2013	31 déc. 2012
	(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)							
Actifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	224	213	5	2	229	215
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	77	75	8	13	-	-	85	88
Contrats de change	-	-	69	119	-	-	69	119
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	23	24	-	-	23	24
Passifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(275)	(269)	(4)	(4)	(279)	(273)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(79)	(95)	(15)	(11)	-	-	(94)	(106)
Contrats de change	-	-	(109)	(76)	-	-	(109)	(76)
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(13)	(14)	-	-	(13)	(14)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	49	44	-	-	-	-	49	44
	47	24	(88)	(1)	1	(2)	(40)	21

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

Variation nette dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Instruments dérivés ¹	
	2013	2012
Solde au 1 ^{er} janvier	(2)	(15)
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	3	4
Solde au 31 mars	1	(11)

¹ Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, les gains ou les pertes non réalisés inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés de troisième niveau étant toujours détenus à la date du bilan étaient de néant (néant en 2012).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 3 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 mars 2013.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Au 31 mars 2013, la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC, et elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au premier trimestre de 2013, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

La direction est en voie de mettre en application un système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») qui influera probablement sur certains procédés à l'appui des contrôles internes à l'égard de l'information financière au cours des prochains trimestres de 2013. La période d'implantation progressive devrait débuter le 1^{er} juillet 2013.

CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS COMPTABLES

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

Nos principales conventions comptables et estimations comptables critiques demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2012. Notre rapport annuel 2012 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables et estimations comptables critiques.

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 la compréhension des 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 des États-Unis 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 importante.

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, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS**PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES**

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

(non audité)	2013	2012			2011			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	2 252	2 089	2 126	1 847	1 945	2 015	2 043	1 851
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	458	315	379	282	362	372	379	348
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,62 \$	0,43 \$	0,51 \$	0,38 \$	0,49 \$	0,54 \$	0,56 \$	0,52 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient entre les secteurs d'activité.

Dans le secteur des gazoducs, 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 fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des oléoducs, les produits et le bénéfice net annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un 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;
- des paiements de capacité et des prix de la capacité;
- des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Premier trimestre de 2013

- Le BAIL comprenait un bénéfice avant les impôts de 42 millions de dollars (84 millions de dollars après les impôts) attribuable à la proposition de restructuration au Canada et visant des pertes non réalisées nettes de 10 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) en 2012 découlant de certaines activités de gestion des risques.

Quatrième trimestre de 2012

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

Troisième trimestre de 2012

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

Deuxième trimestre de 2012

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

Premier trimestre de 2012

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

Quatrième trimestre de 2011

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

Troisième trimestre de 2011

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

Deuxième trimestre de 2011

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