

# Rapport trimestriel aux actionnaires

---

## **TransCanada publie les résultats du premier trimestre La remise à neuf de Bruce Power est pratiquement terminée**

CALGARY, Alberta – **Le 27 avril 2012** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd’hui que le résultat comparable du premier trimestre de 2012 s’est établi à 363 millions de dollars (0,52 \$ par action). Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s’est chiffré à 352 millions de dollars (0,50 \$ par action) pour le premier trimestre de 2012. Le conseil d’administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,44 \$ par action ordinaire pour le trimestre devant être clos le 30 juin 2012, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,76 \$ par action ordinaire.

« TransCanada a continué d’inscrire de solides résultats en dépit d’un contexte exigeant, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. L’hiver très clément, la faiblesse sans précédent des prix du gaz naturel et les arrêts d’exploitation prévus à Bruce Power ont eu des répercussions sur les résultats du premier trimestre de 2012. Le redémarrage des deux réacteurs nucléaires remis en état à Bruce Power et l’apport d’autres nouveaux actifs permettent à TransCanada de bien se positionner pour l’avenir. Dans le contexte du relèvement des prix du gaz et de l’électricité ainsi que de l’achèvement de notre programme d’investissement en cours de 13 milliards de dollars, je crois fortement que la croissance des flux de trésorerie, du bénéfice et des dividendes de TransCanada se maintiendra au cours des années à venir. »

Au cours des trois prochains exercices, TransCanada prévoit mettre la dernière main à des projets dont le stade d’achèvement est avancé et dont la valeur se chiffre à 13 milliards de dollars : 7,8 milliards de dollars dans des projets d’oléoduc, 2,2 milliards de dollars dans des projets de gazoduc et 3 milliards de dollars dans des projets énergétiques, notamment la remise en service de deux réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce, en Ontario, le projet de la côte du golfe et Keystone XL, le projet Marketlink de Bakken, le terminal de Keystone à Hardisty, des prolongements et expansions supplémentaires du réseau de l’Alberta, le prolongement du gazoduc de Tamazunchale au Mexique, la dernière étape du projet de Cartier énergie éolienne au Québec et l’achat de neuf centrales de production d’énergie solaire en Ontario.

La société a dépensé jusqu’ici environ 6 milliards de dollars à l’égard de ces actifs d’infrastructure énergétique à faible risque et se trouve en bonne position de financer le reste de son programme d’investissement à même les flux de trésorerie qu’elle génère et sa capacité d’emprunt. TransCanada s’attend à ce que ces actifs produisent une croissance importante et durable du résultat et des flux de trésorerie, ce qui devrait donner lieu à un rendement supérieur pour les actionnaires.

### **Points saillants**

*(Tous les montants (non audités) sont en dollars canadiens, à moins d’indication contraire.)*

- Résultats financiers du premier trimestre
  - Résultat comparable de 363 millions de dollars (0,52 \$ par action)
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 352 millions de dollars (0,50 \$ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l’amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,1 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l’exploitation totalisant 841 millions de dollars
- Dividende sur les actions ordinaires de 0,44 \$ par action déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2012

- Démarrage de la dernière étape du projet de remise à neuf et en service de Bruce Power; la quote-part du coût du projet revenant à TransCanada devrait s'élever à environ 2,4 milliards de dollars
- Progression d'un certain nombre d'initiatives du secteur des oléoducs
  - Annonce du projet de la côte du golfe, de 2,3 milliards de dollars US, en vue du transport de pétrole brut de Cushing, en Oklahoma, aux raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique
  - Annonce d'un engagement à déposer une autre demande de permis présidentiel relativement au projet Keystone XL, visant plus particulièrement la portion qui s'étend de la frontière canado-américaine jusqu'à Steele City, au Nebraska
  - Tenue d'un appel de soumissions exécutoire relativement au terminal de Keystone à Hardisty devant permettre de stocker et de livrer du pétrole brut au réseau d'oléoducs Keystone
- Obtention d'un contrat pour construire le prolongement du gazoduc de Tamazunchale, au Mexique : un projet de 500 millions de dollars US

Le résultat comparable du premier trimestre de 2012 s'est établi à 363 millions de dollars (0,52 \$ par action) comparativement au chiffre de 423 millions de dollars (0,61 \$ par action) inscrit pour la période correspondante de 2011. L'apport réduit de Bruce Power, résultant des arrêts d'exploitation prévus, combiné au recul des produits dégagés des gazoducs de la société aux États-Unis et des installations de stockage de gaz naturel, à l'accroissement des intérêts débiteurs en raison d'une réduction des intérêts capitalisés ainsi qu'à l'apport réduit du réseau principal au Canada et des installations énergétiques aux États-Unis, a plus que neutralisé les résultats supplémentaires provenant de Keystone et des autres actifs récemment entrés en service.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 352 millions de dollars (0,50 \$ par action) pour le premier trimestre de 2012 comparativement à 411 millions de dollars (0,59 \$ par action) pour la période correspondante de 2011.

Les faits marquants récents au sein des secteurs des oléoducs, des gazoducs, de l'énergie et du siège social comprennent notamment ce qui suit.

## **Oléoducs**

- En février 2012, la société a annoncé que la portion du projet Keystone XL visant le prolongement de l'oléoduc de Cushing jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique avait sa propre valeur indépendante sur le marché et qu'elle serait construite en tant que projet autonome et non pas dans le cadre du processus de demande de permis présidentiel. Le projet de la côte du golfe vise la construction d'un oléoduc de 36 pouces de diamètre au coût approximatif de 2,3 milliards de dollars US. Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, sa mise en service devrait avoir lieu entre le milieu et la fin de 2013. En date du 31 mars 2012, une somme de 800 millions de dollars US avait été investie dans le projet. Est inclus dans le coût de 2,3 milliards de dollars US, le coût de 300 millions de dollars US du latéral de Houston, une canalisation latérale qui s'étendrait sur 76 kilomètres (« km ») (47 milles) afin d'acheminer du pétrole jusqu'à des raffineries de Houston.

Bien que la production de brut américain se soit considérablement accrue dans certains États, notamment l'Oklahoma, le Texas, le Dakota du Nord et le Montana, la capacité pipelinière n'est pas suffisante pour permettre aux producteurs d'acheminer leur production jusqu'au grand marché de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet de la côte du golfe permettra de lever cette contrainte.

- En février toujours, TransCanada a fait parvenir une lettre au Département d'État américain afin de l'informer de son intention de déposer dans un avenir rapproché une autre demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) relativement au projet Keystone XL, visant plus particulièrement la portion allant de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska. TransCanada a précisé dans sa lettre qu'une fois le tracé pipelinier déterminé, elle ferait parvenir au Département d'État un tracé de rechange au Nebraska.

La demande comprendra le tracé déjà examiné dans le Montana et le Dakota du Sud. L'examen environnemental du projet Keystone XL, qui s'est étalé sur plus de trois ans, est le processus le plus exhaustif mené jusqu'ici pour un pipeline transfrontalier. Étant donné l'ampleur des travaux d'examen, TransCanada s'attend à ce que le permis transfrontalier soit traité dans les meilleurs délais et à ce qu'une décision soit rendue une fois que le nouveau tracé aura été déterminé dans le Nebraska.

Une loi promulguée au Nebraska, puis édictée par le gouverneur de l'État un peu plus tôt en avril permet maintenant à TransCanada d'engager à nouveau le dialogue avec le département de la qualité de l'environnement (« DQE ») de l'État et ainsi, de continuer à collaborer pour déterminer un tracé qui évite la région des Sandhills pour Keystone XL. Des tracés de rechange et un tracé privilégié ont été présentés au DQE le 18 avril 2012. Le DQE doit maintenant assurer la surveillance des processus d'appel de commentaires publics et d'examen, pendant que TransCanada s'efforce de déterminer un tracé détaillé de rechange.

Le coût en capital de Keystone XL est évalué à 5,3 milliards de dollars US. De ce montant, 1,5 milliard de dollars US avaient été investis en date du 31 mars 2012. La différence sera investie d'ici la date de mise en service du prolongement, soit d'ici la fin de 2014 ou le début de 2015.

- En mars 2012, TransCanada a tenu un appel de soumissions dans le but d'obtenir des engagements exécutoires à l'appui du projet de terminal de Keystone à Hardisty. Le projet visant deux millions de barils à Hardisty, en Alberta, offrira une nouvelle infrastructure pipelinère aux producteurs de l'Ouest canadien et leur permettra d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone. TransCanada passe présentement en revue les résultats de l'appel de soumissions. Le terminal de Keystone à Hardisty devrait être mis en exploitation vers la fin de 2014 ou le début de 2015.

## **Gazoducs**

- Au premier trimestre de 2012, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé des projets d'une valeur de 330 millions de dollars en vue de l'expansion du réseau de l'Alberta, soit une fraction de la somme de 810 millions de dollars de projets visant ce réseau et ayant fait l'objet d'une demande en 2011. Le reste du portefeuille de projets est en instance d'approbation.

Le réseau de l'Alberta de TransCanada a obtenu d'autres engagements fermes pour le transport d'environ 3,4 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j ») au départ de l'Ouest de l'Alberta et du Nord-Est de la Colombie-Britannique d'ici 2014. La société a également reçu d'autres demandes visant le transport de volumes supplémentaires sur le réseau de l'Alberta depuis la partie nord-ouest du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »).

La société continue par ailleurs de chercher des occasions d'améliorer l'infrastructure pipelinère pour raccorder l'approvisionnement du BSOC aux marchés, plus particulièrement pour favoriser la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta et pour approvisionner les installations d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») proposées sur la côte Ouest.

Au cours des quatre premiers mois de 2012, TransCanada a pratiquement terminé 10 projets pipeliniers distincts visant le réseau de l'Alberta, au coût approximatif de 600 millions de dollars.

- Le 4 juin 2012 s'amorcera une audience de l'ONÉ visant à examiner la demande déposée par TransCanada en vue de modifier la structure et les modalités de service du réseau principal au Canada, y compris les droits pour 2012 et 2013. L'audience devrait prendre fin en septembre et la décision de l'ONÉ devrait être rendue vers la fin de 2012 ou le début de 2013.

TransCanada propose par ailleurs de construire une nouvelle infrastructure pipelinère afin d'acheminer vers le Sud de l'Ontario du gaz naturel supplémentaire provenant de la formation schisteuse de Marcellus. L'ONÉ étudie présentement la demande déposée devant lui l'automne dernier. Si le projet recevait l'approbation réglementaire, la construction commencerait au début de juillet 2012 et se terminerait en novembre 2012. Le coût en capital prévu du projet devrait avoisiner les 130 millions de dollars.

Un appel de soumissions visant à obtenir des engagements à l'égard de la nouvelle capacité du réseau principal au Canada pour transporter l'approvisionnement gazier supplémentaire provenant de Marcellus prendra fin en mai. L'appel de soumissions fait suite à l'intérêt manifesté par des expéditeurs pour obtenir une capacité de transport supplémentaire.

- Le 24 février 2012, la société a obtenu le contrat portant sur la construction, la possession et l'exploitation du prolongement du gazoduc de Tamazunchale au Mexique. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE »), société d'électricité d'État du Mexique.

TransCanada prévoit investir autour de 500 millions de dollars US dans le gazoduc dont l'entrée en exploitation devrait avoir lieu au premier trimestre de 2014. La capacité garantie sous contrat du gazoduc de 235 km (146 milles) de long serait de 630 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »). Le nouveau gazoduc aurait son origine à l'extrémité du gazoduc de Tamazunchale existant de TransCanada et serait éventuellement raccordé au réseau pipelinier mexicain afin d'approvisionner une centrale à cycle mixte de la CFE.

Le prolongement du gazoduc de Tamazunchale témoigne de l'engagement continu de TransCanada à aménager l'infrastructure énergétique du Mexique afin de répondre aux besoins croissants pour un approvisionnement gazier accru. Le gouvernement mexicain a récemment annoncé un certain nombre de projets d'infrastructure gazière supplémentaire afin d'aider le Mexique à répondre à la demande croissante et de soutenir les initiatives de réduction des gaz à effet de serre en facilitant l'accès au gaz naturel comme combustible de remplacement du pétrole lourd. TransCanada a l'intention de continuer à saisir les occasions d'aménagement d'infrastructure au Mexique.

- Les producteurs du versant nord de l'Alaska (Exxon Mobil, ConocoPhillips et BP) et TransCanada, par le truchement de sa participation dans le projet de gazoduc de l'Alaska, ont annoncé en mars 2012 qu'ils se sont entendus quant au plan de travail visant la commercialisation des ressources gazières du versant nord au moyen de l'option du gaz naturel liquéfié (« GNL »). Cette option exigerait l'aménagement d'un gazoduc entre le versant nord et Valdez, en Alaska, où le gaz serait liquéfié avant d'être expédié vers des marchés internationaux.

## Énergie

- Le 16 mars 2012, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a accordé à Bruce Power l'autorisation de mettre en marche le réacteur 2, ce qui a mis fin aux étapes de construction et de mise en service du projet. Il s'agissait de la dernière étape nécessaire à la remise en service du réacteur.

Le réacteur 2 produit présentement de la vapeur tandis que les dernières vérifications de sécurité sont effectuées. La société s'attend à ce que la mise en exploitation commerciale du réacteur ait lieu au deuxième trimestre de 2012. La remise à neuf du réacteur 1 de Bruce Power se poursuit et la mise en exploitation commerciale est prévue pour le milieu du troisième trimestre de 2012.

La quote-part revenant à TransCanada du coût en capital net de la remise à neuf devrait s'élever à environ 2,4 milliards de dollars. Une fois les travaux terminés, Bruce Power sera l'une des plus importantes centrales nucléaires du monde avec une production supérieure à 6 200 mégawatts (« MW »), ou 25 % de l'électricité de l'Ontario.

- La mise en exploitation de la deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne, de 111 MW, devrait avoir lieu en décembre 2012, ce qui marquera l'achèvement du projet en cinq phases de Cartier énergie éolienne totalisant 590 MW au Québec. TransCanada détient une participation de 62 % dans le projet et toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») de 20 ans.
- À la fin de 2011, TransCanada a conclu avec Canadian Solar Solutions Inc., en contrepartie d'environ 470 millions de dollars, l'acquisition de neuf projets d'énergie solaire d'une capacité de production totale de 86 MW. Les neuf projets font l'objet de CAE de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Selon les termes de l'entente, les travaux d'aménagement et de construction de chacun des neuf projets seront exécutés par Canadian Solar Solutions Inc., qui aura recours à des panneaux photovoltaïques. TransCanada fera l'acquisition de chacun des projets après leur entrée en exploitation commerciale et une fois que certains objectifs repères auront été atteints. TransCanada prévoit une mise en service entre la fin de 2012 et le milieu de 2013.

- TransAlta a invoqué un cas de force majeure en janvier 2011, après la mise hors service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A en décembre 2010. TransAlta a informé TransCanada en février 2011 qu'elle avait établi qu'il n'était pas rentable de remplacer ni de réparer les groupes électrogènes 1 et 2, et que la CAE de Sundance A devrait par conséquent être résiliée.

TransCanada s'est inscrite en faux dans les deux cas, soit celui de force majeure et celui de destruction économique. Un processus d'arbitrage exécutoire visant à régler le différend s'est amorcé au début d'avril et devrait prendre fin en mai. La décision devrait être rendue au milieu de 2012.

TransCanada a continué de constater les produits et les coûts, car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement. TransCanada est d'avis que le différend sera réglé en sa faveur.

## Siège social

- En mars 2012, TransCanada PipeLines Limited a émis des billets de premier rang échéant le 2 mars 2015 et portant intérêt au taux annuel de 0,875 % pour une valeur de 500 millions de dollars US. Le produit net de cette émission a servi à des fins générales et à réduire la dette à court terme.
- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2012, un dividende trimestriel de 0,44 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel est équivalent à 1,76 \$ par action ordinaire sur une base annualisée.
- Tel qu'il a été annoncé précédemment, TransCanada a adopté les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») en date du 1<sup>er</sup> janvier 2012. Par conséquent, les renseignements financiers du premier trimestre de 2012, ainsi que l'information financière comparative de 2011, sont présentés conformément aux PCGR des États-Unis.

## Téléconférence – présentation audio et diaporama

TransCanada tiendra une téléconférence et une webémission pour discuter de ses résultats financiers du premier trimestre de 2012. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société avant de répondre aux questions des analystes et des membres des médias.

## Événement

Téléconférence et webémission sur les résultats financiers de TransCanada pour le premier trimestre de 2012

## Date

Le vendredi 27 avril 2012

## Heure

13 h, heure avancée des Rocheuses (« HAR ») / 15 h, heure avancée de l'Est (« HAE »)

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.226.1792 ou le 416.340.2216 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera transmise en direct à [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 4 mai 2012; il suffira de composer le 905.694.9451 ou le 800.408.3053 (en Amérique du Nord seulement), ainsi que le code d'accès 8130635.

Forte d'une expérience de plus de 60 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de gazoducs qu'elle exploite s'étend sur plus de 68 500 kilomètres (42 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 380 milliards de pieds cubes. Producteur

d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 10 800 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour un complément d'information, prière de consulter [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) et de nous suivre sur Twitter [@TransCanada](https://twitter.com/TransCanada).

- 30 -

Renseignements aux médias :

Shawn Howard

403.920.7859

800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta, Terry Hook ou Lee Evans

403.920.7911

800.361.6522

## Points saillants des résultats financiers du premier trimestre de 2012

### Résultats d'exploitation

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)

(en millions de dollars)

	2012	2011
<b>Produits</b>	<b>1 911</b>	1 868
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>1 113</b>	1 163
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>352</b>	411
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>363</b>	423
<b>Flux de trésorerie</b>		
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	841	815
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(169)	19
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	672	834
<b>Dépenses en immobilisations</b>	<b>464</b>	567

### Données sur les actions ordinaires

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)

	2012	2011
<b>Bénéfice net par action ordinaire – de base</b>	<b>0,50 \$</b>	0,59 \$
<b>Résultat comparable par action ordinaire<sup>(1)</sup></b>	<b>0,52 \$</b>	0,61 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	<b>0,44 \$</b>	0,42 \$
<b>Actions ordinaires en circulation (en millions)</b>		
Moyenne de la période	704	698
Fin de la période	704	700

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



# Rapport trimestriel aux actionnaires

## Rapport de gestion

Daté du 26 avril 2012, le présent rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités ci-joints de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») pour le trimestre clos le 31 mars 2012. Les états financiers consolidés condensés de la société ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »). Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« PCGR du Canada »), ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux politiques de la société conformément aux PCGR des États-Unis qui sont décrites plus en détail sous la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2011 de TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les autres documents d'information continue de la société, sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous le profil de TransCanada Corporation. À moins d'indication contraire, « TransCanada » ou la « société » englobent TransCanada Corporation et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2011 de TransCanada.

## Informations prospectives

Le présent rapport de gestion contient certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans futurs et des perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre des énoncés portant notamment sur :

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

Les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à des hypothèses, des risques et des incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada puissent varier considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées ou implicites.

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

- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les prix de la capacité,
- le moment choisi pour les émissions de titres d'emprunt et les opérations de couverture,
- les décisions de réglementation et leur dénouement,
- les décisions d'arbitrage et leur dénouement,
- les taux de change,
- les taux d'intérêt,
- les taux d'imposition,
- les arrêts pour entretien préventif et correctif et le taux d'utilisation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société,
- la fiabilité et l'intégrité des actifs,
- l'accès aux marchés financiers,
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement,
- les acquisitions et désinvestissements.

Les risques et incertitudes en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment :

- la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés,
- le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société,
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques de base,
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie,
- les décisions de réglementation et leur dénouement,
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage,
- le rendement des contreparties,
- les changements aux lois et règlements environnementaux et autres,
- les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie,
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement,
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux,
- l'accès aux marchés financiers,
- les taux d'intérêt et de change,
- les conditions météorologiques,
- les avancées technologiques,
- la conjoncture en Amérique du Nord.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

### **Mesures non conformes aux PCGR**

Dans le présent rapport de gestion, TransCanada utilise les mesures « résultat comparable », « résultat comparable par action », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (« BAII »), « BAII comparable », « intérêts débiteurs comparables », « intérêts créditeurs et autres comparables », « impôts sur le bénéfice comparables » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables

présentées par d'autres entités. La direction de TransCanada a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Ces mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TransCanada, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts de la société et est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et pour mieux évaluer les tendances dans les actifs individuels. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAIIA comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société et est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAIL comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAIL comparable, les intérêts débiteurs comparables, les intérêts créditeurs et autres comparables et les impôts sur le bénéfice comparables comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA, le BAIL, les intérêts débiteurs, les intérêts créditeurs et autres et les impôts sur le bénéfice et sont ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de jugement pour choisir les postes à exclure du calcul de ces mesures non conformes aux PCGR, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques, des ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites et des réductions de valeur d'actifs et d'investissements. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière comparable d'une période à l'autre. Les postes particuliers pour lesquels de telles mesures sont ajustées pour chaque période visée pourraient n'être pertinents que pour certaines périodes et ils sont présentés dans le tableau sur le rapprochement des mesures non conformes aux PCGR qui figure dans le présent rapport de gestion.

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

Le tableau « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement des mesures non conformes aux PCGR et du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le résultat comparable par action ordinaire est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour l'exercice visé.

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

## Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

Trimestres clos les 31 mars (non audité) (en millions de dollars)	Gazoducs		Oléoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>BAIIA comparable</b>	725	773	173	99	244	315	(29)	(24)	1 113	1 163
Amortissement	(232)	(228)	(36)	(23)	(73)	(67)	(3)	(3)	(344)	(321)
<b>BAII comparable</b>	493	545	137	76	171	248	(32)	(27)	769	842
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>										
Intérêts débiteurs comparables									(242)	(210)
Intérêts créditeurs et autres comparables									25	28
Impôts sur le bénéfice comparables									(140)	(187)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(35)	(36)
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
<b>Résultat comparable</b>									363	423
Poste particulier (déduction faite des impôts) :										
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>									(11)	(12)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									352	411

Trimestres clos les 31 mars (non audité)(en millions de dollars)	2012	2011
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	(242)	(210)
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	-	(1)
<b>Intérêts débiteurs</b>	(242)	(211)
<b>Intérêts créditeurs et autres comparables</b>	25	28
Poste particulier :		
Activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	6	2
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	31	30
<b>Impôts sur le bénéfice comparables</b>	(140)	(187)
Poste particulier :		
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques <sup>(1)</sup>	11	7
<b>Charge d'impôts</b>	(129)	(180)
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	0,52 \$	0,61 \$
Poste particulier (déduction faite des impôts) :		
Activités de gestion des risques	(0,02)	(0,02)
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	0,50 \$	0,59 \$

<sup>(1)</sup> Trimestres clos les 31 mars  
(non audité)(en millions de dollars)

	2012	2011
<b>Gains (pertes) lié(s) aux activités de gestion des risques :</b>		
Installations énergétiques aux Canada	(2)	-
Installations énergétiques aux États-Unis	(32)	(13)
Stockage de gaz naturel	6	(7)
Taux d'intérêt	-	(1)
Change	6	2
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	11	7
<b>Activités de gestion des risques</b>	(11)	(12)

## **Résultats d'exploitation consolidés**

### **Résultats du premier trimestre**

Le résultat comparable du premier trimestre de 2012 s'est établi à 363 millions de dollars (0,52 \$ par action) comparativement au chiffre de 423 millions de dollars (0,61 \$ par action) inscrit pour la même période en 2011. Le résultat comparable du premier trimestre de 2012 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de 11 millions de dollars après les impôts (22 millions de dollars avant les impôts) (pertes de 12 millions de dollars après les impôts (19 millions de dollars avant les impôts) en 2011) découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques.

Le résultat comparable s'est replié de 60 millions de dollars (0,09 \$ par action) au premier trimestre de 2012, comparativement à la période correspondante de 2011 et tenait compte de ce qui suit :

- la diminution du bénéfice net comparable des gazoducs au Canada principalement en raison du résultat inférieur du réseau principal au Canada qui exclut les revenus incitatifs et tient compte de la base tarifaire réduite;
- la diminution du BAIL des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale qui tient compte du recul des produits découlant de la capacité non visée par des contrats de Great Lakes et du résultat inférieur d'ANR, annulée en partie par la hausse du résultat du pipeline Guadalajara, qui est entré en service en juin 2011;
- l'accroissement du BAIL comparable du secteur des oléoducs alors que la société a commencé à constater le résultat du réseau d'oléoducs Keystone en février 2011 et des droits fixes supérieurs pour le tronçon Wood River/Patoka du réseau;
- la diminution du BAIL comparable du secteur de l'énergie, en raison de la réduction de la quote-part du bénéfice de Bruce Power compte tenu de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus, de la baisse des prix réalisés pour l'électricité par les installations énergétiques aux États-Unis et du recul des produits de stockage de gaz naturel, annulée en partie par l'apport supérieur des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des gains réalisés inférieurs en 2012, comparativement à 2011, sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- la diminution des impôts sur le bénéfice comparable principalement en raison de la baisse du résultat avant les impôts en 2012 comparativement à 2011;

### **Soldes libellés en dollars US**

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur les activités aux États-Unis est en partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. L'exposition nette avant les impôts qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change entre le dollar CA et la devise américaine. Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, le taux de change moyen du dollar américain par rapport au dollar canadien s'est chiffré à 1,00 (0,99 en 2011).

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

Trimestres clos les 31 mars

*(non audité)(en millions de dollars US)*

	<b>2012</b>	2011
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	<b>215</b>	243
BAll comparable des oléoducs aux États-Unis <sup>(1)</sup>	<b>89</b>	51
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis <sup>(1)</sup>	<b>6</b>	32
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	<b>(186)</b>	(182)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations aux États-Unis	<b>26</b>	47
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	<b>(51)</b>	(51)
	<b>99</b>	140

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

## Gazoducs

Le BAII comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 493 millions de dollars au premier trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 545 millions de dollars pour la période correspondante de 2011.

### Résultats du secteur des gazoducs

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)(en millions de dollars)

	2012	2011
<b>Gazoducs au Canada</b>		
Réseau principal au Canada	250	265
Réseau de l'Alberta	177	185
Foothills	31	33
Autres (TQM <sup>(1)</sup> , Ventures LP)	8	8
<b>BAIIA comparable des gazoducs au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>466</b>	<b>491</b>
Amortissement <sup>(3)</sup>	(177)	(178)
<b>BAII comparable des gazoducs au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>289</b>	<b>313</b>
<b>Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b> (en dollars US)		
ANR	97	109
GTN <sup>(4)</sup>	30	45
Great Lakes <sup>(5)</sup>	18	30
TC PipeLines, LP <sup>(1)(6)(7)</sup>	20	23
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois <sup>(1)</sup> , Bison <sup>(8)</sup> , Portland <sup>(7)(9)</sup> )	34	36
International (Tamazunchale, Guadalajara <sup>(10)</sup> , TransGas <sup>(1)</sup> , Gas Pacifico/INNERGY <sup>(1)</sup> )	28	10
Frais généraux et frais d'administration et de soutien <sup>(11)</sup>	(2)	(2)
Participations sans contrôle <sup>(7)</sup>	45	43
<b>BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale<sup>(2)</sup></b>	<b>270</b>	<b>294</b>
Amortissement <sup>(3)</sup>	(55)	(51)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale<sup>(2)</sup></b>	<b>215</b>	<b>243</b>
Change	-	(3)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale<sup>(2)</sup> (en dollars CA)</b>	<b>215</b>	<b>240</b>
<b>BAIIA et BAII comparable de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>(11)</b>	<b>(8)</b>
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>493</b>	<b>545</b>
<b>Sommaire :</b>		
<b>BAIIA comparable du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>725</b>	<b>773</b>
Amortissement <sup>(3)</sup>	(232)	(228)
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs<sup>(2)</sup></b>	<b>493</b>	<b>545</b>

<sup>(1)</sup> Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice de ces actifs.

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

<sup>(3)</sup> Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

<sup>(4)</sup> Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TransCanada depuis mai 2011 et de 100 % avant cette date.

<sup>(5)</sup> Ces données représentent la participation directe de 53,6 % de TransCanada.

- (6) En mai 2011, la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP a diminué pour passer de 38,2 % à 33,3 %. Par conséquent, les résultats de TC PipeLines, LP comprennent la participation réduite de TransCanada dans TC PipeLines, LP et la participation réelle de TransCanada par le truchement de la participation de 8,3 % de TC PipeLines, LP dans GTN et dans Bison depuis mai 2011.
- (7) Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons n'appartenant pas à TransCanada.
- (8) Les résultats tiennent compte de la participation directe de 75 % de TransCanada dans Bison à partir de mai 2011, à la suite de la vente d'une participation de 25 % à TC PipeLines, LP, et de 100 % à partir de la mise en service de Bison, en janvier 2011.
- (9) Ces données tiennent compte de la participation de 61,7 % de TransCanada.
- (10) Ces données comprennent l'exploitation de Guadalajara depuis juin 2011.
- (11) Ces données représentent les frais généraux et les frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de TransCanada.

### Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

Trimestres clos les 31 mars

(en millions de dollars)

	2012	2011
Réseau principal au Canada	47	62
Réseau de l'Alberta	48	48
Foothills	5	6

### Gazoducs au Canada

À 47 millions de dollars pour le premier trimestre de 2012, le bénéfice net du réseau principal au Canada a régressé de 15 millions de dollars comparativement au chiffre de 62 millions de dollars inscrit pour le premier trimestre de 2011, qui tenait compte de revenus incitatifs touchés aux termes d'accords prévus au règlement tarifaire quinquennal échu le 31 décembre 2011. En l'absence d'une décision de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») relativement aux droits exigibles pour 2012, les résultats du réseau principal au Canada pour le premier trimestre de 2012 ont été comptabilisés en fonction du dernier taux de rendement du capital-actions ordinaire approuvé, soit 8,08 %, sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et ils excluent les revenus incitatifs. Les résultats du réseau principal au Canada pour le premier trimestre de 2012 reflètent en outre le recul de la base tarifaire par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est fixé à 48 millions de dollars au premier trimestre de 2012, montant comparable à celui inscrit pour la période correspondante de 2011. En effet, l'incidence favorable qu'a eue l'augmentation de la base tarifaire moyenne sur le bénéfice net de 2012 a été neutralisée par la baisse des revenus incitatifs.

Au premier trimestre de 2012, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, à 250 millions de dollars, a diminué de 15 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011. Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 177 millions de dollars au premier trimestre de 2012, alors qu'il avait été de 185 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Le BAIIA du réseau principal au Canada et le BAIIA du réseau de l'Alberta tiennent compte des variations du bénéfice net susmentionnées ainsi que des variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice qui sont récupérés par le truchement des produits selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

### Gazoducs aux États-Unis

Le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 97 millions de dollars US pour le premier trimestre de 2012, comparativement à 109 millions de dollars US pour la période correspondante de 2011. La baisse s'explique surtout par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, la diminution des ventes de produits de base connexes et le fléchissement des produits tirés du transport.

Au premier trimestre de 2012, le BAIIA comparable de GTN, s'est établi à 30 millions de dollars US alors qu'il avait été de 45 millions de dollars US à la période correspondante de 2011. La diminution est principalement attribuable à la vente, par TransCanada, d'une participation de 25 % dans GTN à TC PipeLines, LP en mai 2011 ainsi que par une baisse des produits tirés des contrats de transport.



Le BAIIA comparable de Great Lakes s'est chiffré à 18 millions de dollars US pour le premier trimestre de 2012, comparativement à 30 millions de dollars US pour la période correspondante de 2011. Le repli découle de la diminution des produits tirés du transport de volumes non visés par des contrats.

À l'échelle internationale, le BAIIA comparable pour le premier trimestre de 2012 s'est élevé à 28 millions de dollars US, alors qu'il avait été de 10 millions de dollars US pour la période correspondante de 2011, en grande partie du fait du résultat supplémentaire du gazoduc de Guadalajara, mis en service en juin 2011.

### Données sur l'exploitation

Trimestres clos les 31 mars (non audité)	Réseau principal au Canada <sup>(1)</sup>		Réseau de l'Alberta <sup>(2)</sup>		ANR <sup>(3)</sup>	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 812	6 404	5 282	4 966	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi <sup>3</sup> )						
Total	430	597	998	1 000	482	480
Moyenne quotidienne	4,7	6,6	11,0	11,1	5,3	5,3

- (1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et en Saskatchewan ont totalisé 247 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> ») (376 Gpi<sup>3</sup> en 2011) pour une moyenne quotidienne de 2,7 Gpi<sup>3</sup> (4,2 Gpi<sup>3</sup> en 2011).
- (2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 948 Gpi<sup>3</sup> pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (843 Gpi<sup>3</sup> en 2011) pour une moyenne quotidienne de 10,4 Gpi<sup>3</sup> (9,4 Gpi<sup>3</sup> en 2011).
- (3) Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les résultats d'ANR ne subissent pas les répercussions des fluctuations de la base tarifaire moyenne.

### Oléoducs

Pour le premier trimestre de 2012, la société a constaté un BAII comparable de 137 millions de dollars relativement au secteur des oléoducs, comparativement à 76 millions de dollars pour la période correspondante de 2011.

#### Résultats du secteur des oléoducs

(non audité)(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2012	Période de deux mois close le 31 mars 2011
Réseau d'oléoducs Keystone	174	99
Expansion des affaires du secteur des oléoducs	(1)	-
<b>BAIIA comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>173</b>	<b>99</b>
Amortissement	(36)	(23)
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>137</b>	<b>76</b>
<b>BAII comparable libellé comme suit :</b>		
En dollars CA	48	26
En dollars US	89	51
Change	-	(1)
<b>BAII comparable du secteur des oléoducs<sup>(1)</sup></b>	<b>137</b>	<b>76</b>

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

#### Réseau d'oléoducs Keystone

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone, pour le premier trimestre de 2012, a été de 174 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars pour le trimestre correspondant en 2011. L'augmentation est principalement attribuable à la constatation des produits des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement Cushing de Keystone sur

trois mois plutôt que sur deux mois au premier trimestre de 2011, ainsi qu'à l'incidence favorable d'une hausse, en mai 2011, des droits fixes exigibles sur les tronçons de Wood River/Patoka.

Le BAIIA du réseau d'oléoducs Keystone provient principalement des paiements reçus en vertu de conventions commerciales à long terme visant la capacité faisant l'objet de contrats, qui ne dépendent pas des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché et, lorsqu'une certaine capacité est disponible, elle permet de saisir des occasions de dégager un BAIIA supplémentaire.

#### *Amortissement*

Au premier trimestre de 2012, une hausse de 13 millions de dollars a été constatée au titre de l'amortissement du secteur des oléoducs par rapport à la période correspondante de 2011, du fait de l'exploitation des tronçons de Wood River/Patoka et du prolongement de Cushing de Keystone sur un trimestre complet plutôt que sur deux mois seulement, comme cela avait été le cas en 2011.

#### **Données sur l'exploitation**

<i>(non audité)</i>	<b>Trimestre clos le 31 mars 2012</b>	<b>Période de deux mois close le 31 mars 2011</b>
Volumes livrés (en milliers de barils) <sup>(1)</sup>		
Total	<b>48 764</b>	22 466
Moyenne quotidienne	<b>536</b>	381

<sup>(1)</sup> Les volumes de livraison tiennent compte des livraisons effectuées.

## Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 171 millions de dollars au premier trimestre de 2012, contre 248 millions de dollars au premier trimestre de 2011.

### Résultats du secteur de l'énergie

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)(en millions de dollars)

	2012	2011
<b>Installations énergétiques au Canada</b>		
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(1)(2)</sup>	131	119
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)(3)</sup>	93	76
Bruce Power <sup>(1)</sup>	(13)	43
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(8)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(4)</sup></b>	<b>200</b>	<b>230</b>
Amortissement <sup>(5)</sup>	(40)	(34)
<b>BAII comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(4)</sup></b>	<b>160</b>	<b>196</b>
<b>Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)</b>		
Installations énergétiques du Nord-Est	46	71
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(9)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(4)</sup></b>	<b>36</b>	<b>62</b>
Amortissement	(30)	(30)
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(4)</sup></b>	<b>6</b>	<b>32</b>
Change	-	-
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(4)</sup> (en dollars CA)</b>	<b>6</b>	<b>32</b>
<b>Stockage de gaz naturel</b>		
Installations de stockage en Alberta <sup>(1)</sup>	15	30
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(4)</sup></b>	<b>13</b>	<b>28</b>
Amortissement <sup>(5)</sup>	(3)	(3)
<b>BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(4)</sup></b>	<b>10</b>	<b>25</b>
<b>BAIIA et BAII comparables de l'expansion des affaires du secteur de l'énergie<sup>(1)(4)</sup></b>	<b>(5)</b>	<b>(5)</b>
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>(1)(4)</sup></b>	<b>171</b>	<b>248</b>
<b>Sommaire :</b>		
<b>BAIIA comparable du secteur de l'énergie<sup>(4)</sup></b>	<b>244</b>	<b>315</b>
Amortissement <sup>(5)</sup>	(73)	(67)
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>(4)</sup></b>	<b>171</b>	<b>248</b>

(1) Les résultats d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy, de Bruce Power et de CrossAlta tiennent compte de la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice de ces actifs.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne depuis novembre 2011.

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

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

## Installations énergétiques au Canada

### BAlI comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada<sup>(1)(2)(3)</sup>

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)(en millions de dollars)

	2012	2011
Produits		
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)</sup>	224	221
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)</sup>	103	96
Autres <sup>(4)</sup>	25	23
	<b>352</b>	<b>340</b>
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(5)</sup>	23	27
Achats de produits de base revendus		
Installations énergétiques de l'Ouest	(94)	(104)
Autres <sup>(6)</sup>	(2)	(5)
	<b>(96)</b>	<b>(109)</b>
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(55)	(63)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(8)
<b>BAlIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>213</b>	<b>187</b>
Amortissement	(40)	(34)
<b>BAlI comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>173</b>	<b>153</b>

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

<sup>(2)</sup> Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011 ainsi que les gains nets et les pertes nettes réalisés sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité.

<sup>(3)</sup> Ces données comprennent le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne depuis novembre 2011.

<sup>(4)</sup> Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et de noir de carbone thermique, ainsi que les gains nets et les pertes nettes réalisés sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente de gaz naturel aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est.

<sup>(5)</sup> Les résultats tiennent compte de la quote-part du bénéfice revenant à TransCanada découlant de sa participation de 50 % respectivement dans ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et dans Portlands Energy.

<sup>(6)</sup> Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.

**Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada<sup>(1)</sup>**Trimestres clos les 31 mars  
(non audité)

	2012	2011
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>		
Électricité produite		
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)</sup>	671	681
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)</sup>	1 143	1 078
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness <sup>(4)</sup>	2 039	2 105
Autres achats	45	88
	<b>3 898</b>	<b>3 952</b>
Électricité vendue à contrat		
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)</sup>	2 295	2 155
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)</sup>	1 143	1 078
Électricité vendue au comptant		
Installations énergétiques de l'Ouest	460	719
	<b>3 898</b>	<b>3 952</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(5)</sup></b>		
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>(2)(6)</sup>	99 %	98 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>(3)(7)</sup>	93 %	99 %

(1) Ces données comprennent la quote-part revenant à TransCanada des volumes attribuables aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(2) Ces données comprennent Coolidge depuis mai 2011.

(3) Ces données comprennent le parc éolien de Montagne-Sèche et la première phase de celui de Gros-Morne depuis novembre 2011, ainsi que les volumes attribuables à la participation de 50 % de TransCanada dans Portlands Energy.

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

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

(6) Ces données excluent les installations qui fournissent de l'électricité aux termes de CAE.

(7) La centrale de Bécancour ne fait pas partie du calcul de la capacité disponible, car la production d'électricité y est suspendue depuis 2008.

Au premier trimestre de 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest s'est élevé à 131 millions de dollars et les produits des ventes d'électricité ont été de 224 millions de dollars, soit respectivement 12 millions de dollars et 3 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour le premier trimestre de 2011. Ces hausses proviennent avant tout du résultat supplémentaire de Coolidge, dont la mise en service a eu lieu en mai 2011, et de la progression des prix réalisés pour l'électricité, annulées en partie par le recul des produits touchés aux termes de la CAE de Sundance A.

Au premier trimestre de 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest comprenait des produits à recevoir de 30 millions de dollars (39 millions de dollars en 2011) de la CAE de Sundance A, dont les produits et les coûts ont été constatés comme si les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement aux termes de la CAE. Le recul de 9 millions de dollars des produits de Sundance A au premier trimestre de 2012 par rapport au trimestre correspondant de 2011 résulte d'une baisse des prix de l'électricité au comptant en Alberta en 2012. Au premier trimestre de 2012, le prix moyen de l'électricité sur le marché au comptant de l'Alberta a fléchi de 28 % pour s'établir à 60 \$ le mégawattheure (« MWh »), contre 83 \$ le MWh au premier trimestre de 2011, alors que des températures inférieures aux normales saisonnières combinées à des arrêts d'exploitation imprévus avaient stimulé la demande et réduit l'offre du marché. Malgré la baisse des prix au comptant, les installations énergétiques de l'Ouest ont touché, grâce aux activités de couverture, un prix réalisé supérieur à celui de la période précédente. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur l'arrêt d'exploitation à Sundance A.

Pour le premier trimestre de 2012, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est élevé à 93 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 103 millions de dollars, soit respectivement 17 millions de dollars et 7 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour le premier trimestre de 2011. Les hausses proviennent surtout

d'un accroissement des produits contractuels de la centrale de Bécancour ainsi que du résultat supplémentaire du parc éolien de Montagne-Sèche et de la première phase de celui de Gros-Morne, dont la mise en service a eu lieu en novembre 2011.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 55 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012, montant inférieur de 8 millions de dollars à celui constaté pour la période correspondante de 2011, ce qui s'explique essentiellement par le recul des prix du gaz combustible au premier trimestre de 2012 comparativement au premier trimestre de 2011.

L'amortissement s'est accru de 6 millions de dollars au premier trimestre de 2012 par rapport au premier trimestre de 2011, en raison surtout de l'amortissement supplémentaire pour Coolidge, Montagne-Sèche et la première phase de Gros-Morne.

Environ 83 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au premier trimestre de 2012, comparativement à 75 % au premier trimestre de 2011. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant de l'Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 31 mars 2012, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 6 000 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2012 et 6 300 GWh d'électricité pour 2013.

La totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats et devrait continuer de l'être à l'avenir.

**Résultats de Bruce Power**

(Quote-part de TransCanada)

Trimestres clos les 31 mars

*(non audité)(en millions de dollars, sauf indication contraire)*

	2012	2011
<b>Bénéfice des participations comptabilisées à la valeur de consolidation<sup>(1)</sup></b>		
Bruce A	(33)	18
Bruce B	20	25
	<b>(13)</b>	<b>43</b>
<b>Comprend :</b>		
Produits	162	213
Charges d'exploitation	(135)	(136)
Amortissement et autres	(40)	(34)
	<b>(13)</b>	<b>43</b>
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>		
Capacité disponible des centrales <sup>(2)</sup>		
Bruce A	48 %	100 %
Bruce B	86 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	62 %	94 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus		
Bruce A	91	-
Bruce B	46	21
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus		
Bruce A	-	4
Bruce B	4	8
Volume des ventes (en GWh) <sup>(1)</sup>		
Bruce A	747	1 500
Bruce B	1 909	2 032
	<b>2 656</b>	<b>3 532</b>
Prix de vente réalisé par MWh		
Bruce A	66 \$	65 \$
Bruce B <sup>(3)</sup>	54 \$	53 \$
Prix cumulé pour Bruce Power	57 \$	57 \$

<sup>(1)</sup> Ces données tiennent compte de la participation de TransCanada de 48,8 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

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

<sup>(3)</sup> 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.

La quote-part du bénéfice revenant à TransCanada découlant de sa participation dans Bruce A a chuté de 51 millions de dollars pour donner lieu à une perte de 33 millions de dollars au premier trimestre de 2012, alors qu'un bénéfice de 18 millions de dollars avait été inscrit au premier trimestre de 2011. La perte est principalement attribuable à la baisse des volumes découlant de l'arrêt d'exploitation du réacteur 3 tout au long du trimestre dans le cadre du programme West Shift Plus, lequel devrait prendre fin au deuxième trimestre de 2012.

Comparativement au chiffre de 25 millions de dollars inscrit pour le premier trimestre de 2011, la quote-part du bénéfice revenant à TransCanada découlant de sa participation dans Bruce B a reculé de 5 millions de dollars pour s'établir à 20 millions de dollars au premier trimestre de 2012, en raison surtout d'une baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre d'arrêts 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 du premier trimestre de 2012 a été vendue au prix fixe de 66,33 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 64,71 \$ le MWh au premier trimestre de 2011. Également aux termes d'un

contrat conclu avec l'OEO, toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 50,18 \$ le MWh au premier trimestre de 2012 et de 48,96 \$ le MWh au premier trimestre de 2011. Le 1<sup>er</sup> avril 2012, le prix fixe de la production de Bruce A passera à 68,23 \$ le MWh tandis que le prix plancher visant la production de Bruce B sera porté à 51,62 \$ le MWh.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix moyen mensuel sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Pour ce qui est de 2012, TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants inscrits dans les produits au cours du premier trimestre de 2012 ne devrait être remboursé.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe selon lesquels Bruce B reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant. Le prix réalisé de Bruce B s'est accru de 1 \$ le MWh pour atteindre 54 \$ le MWh au premier trimestre de 2012 comparativement à la période correspondante de 2011. Ce montant tient compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher, des ventes contractuelles et de la production réputée.

La capacité disponible générale des centrales en 2012 devrait se situer entre 70 % et 73 % pour les réacteurs 3 et 4 de Bruce A. L'arrêt d'exploitation d'un réacteur amorcé en novembre 2011 aux fins du programme West Shift Plus devrait prendre fin au deuxième trimestre de 2012. L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un autre réacteur de Bruce A est prévu à l'été 2012. La capacité disponible générale des quatre réacteurs de Bruce B devrait tourner autour de 95 % en 2012.

## Installations énergétiques aux États-Unis

### BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)</sup>

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)(en millions de dollars US)

	2012	2011
Produits		
Installations énergétiques <sup>(2)</sup>	161	255
Capacité	40	39
Autres <sup>(3)</sup>	19	30
	<b>220</b>	324
Achats de produits de base revendus	(83)	(131)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>(3)</sup>	(91)	(122)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(9)
<b>BAILA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>36</b>	62
Amortissement	(30)	(30)
<b>BAIL comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>6</b>	32

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

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

<sup>(3)</sup> Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.



**Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis**

Trimestres clos les 31 mars  
(non audité)

	2012	2011
<b>Volumes des ventes physiques (en GWh)</b>		
Offre		
Électricité produite	1 154	1 291
Achats	1 954	1 939
	<b>3 108</b>	<b>3 230</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>(1)</sup></b>	<b>80 %</b>	<b>82 %</b>

<sup>(1)</sup> La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été de 36 millions de dollars US et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 161 millions de dollars US, soit respectivement 26 millions de dollars US et 94 millions de dollars US de moins que les chiffres inscrits pour la même période en 2011. Le recul provient surtout de la baisse des prix réalisés pour l'électricité, qui ont subi l'incidence négative d'un repli des prix du gaz naturel.

Les produits tirés de la capacité ont atteint 40 millions de dollars US au premier trimestre de 2012, une progression de 1 million de dollars US comparativement à la même période en 2011. Au premier trimestre de 2012, les produits tirés de la capacité ont subi l'incidence favorable d'une hausse des prix de la capacité dans l'État de New York alors que les prix de la capacité ont légèrement baissé en Nouvelle-Angleterre par rapport à 2011.

À 83 millions de dollars US pour le premier trimestre de 2012, les achats de produits de base revendus ont reculé de 48 millions de dollars US comparativement au premier trimestre de 2011, en grande partie du fait du fléchissement des prix réalisés sur les volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes d'engagements visant la vente d'électricité à des clients des secteurs industriel, commercial et de gros.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 91 millions de dollars US au premier trimestre de 2012, montant inférieur de 31 millions de dollars US à celui inscrit à pareille date en 2011, principalement en raison du recul des prix du gaz naturel.

Au 31 mars 2012, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 3 000 GWh d'électricité, ou 35 % de leur production prévue, pour le reste de 2012 et pour quelque 2 500 GWh, ou 30 % de leur production prévue, pour l'exercice 2013. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant, tandis que les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

**Stockage de gaz naturel**

Le BAIIA comparable dégagé du stockage de gaz naturel est tombé à 13 millions de dollars au premier trimestre de 2012, contre 28 millions de dollars au premier trimestre de 2011. La diminution est principalement attribuable au rétrécissement des écarts saisonniers dans les prix réalisés pour le gaz naturel.

## **Autres postes de l'état des résultats**

### **Intérêts débiteurs comparables<sup>(1)</sup>**

Trimestres clos les 31 mars

*(non audité)(en millions de dollars)*

	2012	2011
Intérêts sur la dette à long terme <sup>(2)</sup>		
Libellée en dollars CA	128	122
Libellée en dollars US	186	182
Change	-	(3)
	314	301
Intérêts divers et amortissement	2	6
Intérêts capitalisés	(74)	(97)
<b>Intérêts débiteurs comparables<sup>(1)</sup></b>	<b>242</b>	<b>210</b>

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

<sup>(2)</sup> Ces données comprennent les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 32 millions de dollars au premier trimestre de 2012 pour atteindre 242 millions de dollars, comparativement à 210 millions de dollars au premier trimestre de 2011. Cette hausse s'explique principalement par la baisse des intérêts capitalisés pour Keystone et Coolidge en raison de la mise en service de ces actifs, les intérêts débiteurs accrus sur les émissions de titres d'emprunt d'un montant de 500 millions de dollars US en mars 2012, de 750 millions de dollars en novembre 2011 et de 350 millions de dollars US en juillet 2011. Ces augmentations ont été annulées en partie par l'incidence de l'échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US en 2012 et 2011.

Au premier trimestre de 2012, les intérêts créditeurs et autres comparables se sont repliés de 3 millions de dollars pour passer de 28 millions de dollars au premier trimestre de 2011 à 25 millions de dollars, en raison principalement des gains réalisés inférieurs en 2012 comparativement à 2011 sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Les impôts sur le bénéfice comparables sont passés de 187 millions de dollars au premier trimestre de 2011 à 140 millions de dollars au premier trimestre de 2012. Ce recul s'explique principalement par le résultat avant les impôts inférieur en 2012 comparativement à 2011.

## **Situation de trésorerie et sources de financement**

TransCanada croit que sa situation financière et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long termes, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes. La situation de trésorerie de TransCanada est appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, par la disponibilité de soldes de caisse, et par des facilités de crédit bancaires renouvelables confirmées inutilisées de 1,0 milliard de dollars US, de 1,0 milliard de dollars US, de 300 millions de dollars US et de 2,0 milliards de dollars arrivant à échéance respectivement en octobre 2012, novembre 2012, février 2013 et octobre 2016. Ces facilités appuient les trois programmes de papier commercial de la société. En outre, au 31 mars 2012, la quote-part de TransCanada de la capacité inutilisée aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TransCanada s'établissait à 84 millions de dollars, ces facilités venant à échéance en 2016. Toujours au 31 mars 2012, TransCanada disposait encore de fonds de 2,0 milliards de dollars, de 1,25 milliard de dollars et de 3,5 milliards de dollars US, respectivement en capitaux propres, en titres d'emprunt

au Canada et aux termes de ses prospectus préalables aux États-Unis. Les risques à l'égard de la situation de trésorerie de TransCanada, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

## Activités d'exploitation

### Fonds provenant de l'exploitation<sup>(1)</sup>

Trimestres clos les 31 mars

(non audité)(en millions de dollars)

	2012	2011
<b>Flux de trésorerie</b>		
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	841	815
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(169)	19
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	672	834

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

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont diminué de 162 millions de dollars au premier trimestre de 2012 comparativement à la même période en 2011, et ce, principalement en raison des variations du fonds de roulement d'exploitation annulées en partie par la hausse des fonds provenant de l'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation du premier trimestre de 2012 se sont chiffrés à 841 millions de dollars, alors qu'ils avaient totalisé 815 millions de dollars pour la même période en 2011.

Au 31 mars 2012, l'actif à court terme de TransCanada atteignait 2,7 milliards de dollars alors que son passif à court terme s'établissait à 4,7 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un fonds de roulement négatif de 2,0 milliards de dollars. La société est d'avis que cet écart peut être géré compte tenu de sa capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation ainsi que de son accès continu aux marchés financiers.

## Activités d'investissement

Au premier trimestre de 2012, les dépenses en immobilisations ont totalisé 464 millions de dollars (567 millions en 2011) et elles se rapportaient principalement à l'expansion du réseau d'oléoducs Keystone ainsi qu'à celle du réseau de l'Alberta. Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 216 millions de dollars (151 millions de dollars en 2011) visaient principalement l'investissement de la société pour la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power.

## Activités de financement

En mars 2012, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 2 mars 2015 et portant intérêt à un taux annuel de 0,875 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 4,0 milliards de dollars US déposé en novembre 2011. Le produit net de cette émission a servi à des fins générales et à la réduction de la dette à court terme.

En janvier 2012, TransCanada PipeLine USA Ltd. a remboursé le solde du capital de 500 millions de dollars US sur un emprunt à terme de cinq ans.

La société croit qu'elle a la capacité de financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie qu'elle génère en interne, à son accès continu aux marchés financiers et à ses

liquidités, appuyés par des facilités de crédit confirmées de plus de 4 milliards de dollars. La souplesse financière de TransCanada est étayée par les occasions de gestion de portefeuille, notamment une participation régulière avec TC PipeLines, LP.

### **Dividendes**

Le 26 avril 2012, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2012, un dividende trimestriel de 0,44 \$ par action ordinaire en circulation. Le dividende est payable le 31 juillet 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 juin 2012. De plus, des dividendes trimestriels de 0,2875 \$ et de 0,25 \$ par action privilégiée ont été déclarés respectivement pour les actions privilégiées de série 1 et de série 3, pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2012. Les dividendes sont payables le 29 juin 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mai 2012. Par ailleurs, un dividende trimestriel de 0,275 \$ par action privilégiée a été déclaré pour les actions privilégiées de série 5 pour la période qui sera close le 30 juillet 2012. Le dividende est payable le 30 juillet 2012 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2012.

### **Obligations contractuelles**

Il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada pour la période du 31 décembre 2011 au 31 mars 2012, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TransCanada paraissant dans le rapport annuel 2011 de TransCanada.

### **Principales conventions comptables et estimations comptables critiques**

Les états financiers consolidés condensés de TransCanada ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés conformément aux PCGR du Canada, ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux politiques de la société conformément aux PCGR des États-Unis. Les montants ajustés au titre des PCGR des États-Unis présentés dans les états financiers consolidés condensés pour le trimestre clos le 31 mars 2011 sont les mêmes que ceux qui ont été antérieurement présentés par la société dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis du 31 mars 2011. Les montants ajustés au titre des PCGR des États-Unis en date du 31 décembre 2011 sont les mêmes que ceux présentés dans la note 25 afférente aux états financiers consolidés audités de 2011 de TransCanada inclus dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Les principales conventions comptables et les estimations comptables critiques utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans le rapport annuel 2011 de TransCanada, exception faite de ce qui est décrit ci-dessous, qui présente les principales conventions comptables de la société qui ont été modifiées en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis.

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

## **Modifications de conventions comptables**

### **Modifications des principales conventions comptables en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis**

#### *Principes de consolidation*

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

#### *Stocks*

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

#### *Impôts sur le bénéfice*

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

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

#### *Régimes d'avantages sociaux et autres*

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

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de

capitalisation de ses régimes PD en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu en étant amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages complémentaires de retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains et les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages complémentaires de retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

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

#### *Coûts de transaction liés à la dette à long terme*

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

#### *Garanties*

La société constate la juste valeur de certaines garanties au moment de leur prise d'effet. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles ou des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

## **Modifications de conventions comptables pour 2012**

#### *Évaluation à la juste valeur*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la société a adopté l'Accounting Standard Update (« ASU ») sur les évaluations à la juste valeur publié par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de troisième niveau.

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

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la société a adopté l'ASU publié par le FASB pour l'évaluation de l'écart d'acquisition afin de déterminer s'il y a perte de valeur. L'adoption de l'ASU a donné lieu à une modification de convention comptable liée à l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur, puisque la société peut désormais, aux termes des PCGR des États-Unis, évaluer d'abord les facteurs qualitatifs qui influent sur la juste valeur d'une unité d'exploitation comparativement au montant comptable dans le but de déterminer si elle doit effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes.

## **Modifications comptables futures**

### *Compensation dans le bilan*

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

## **Instruments financiers et gestion des risques**

TransCanada continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de crédit lié aux contreparties et d'illiquidité auxquels elle est exposée.

### **Risque de crédit lié aux contreparties et risque d'illiquidité**

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous le poste Débiteurs et autres du sommaire des instruments financiers non dérivés présenté dans le tableau ci-après. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2012, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 mars 2012, la concentration du risque de crédit de la société était de 267 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

La société continue de gérer le risque d'illiquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

### **Investissement net dans des établissements étrangers autonomes**

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 mars 2012, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10,4 milliards de dollars (10,4 milliards de dollars US) et une juste valeur de 12,9 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars US). Au 31 mars 2012, un montant de 97 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 83 millions de dollars (66 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 4 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les créditeurs et un montant de 30 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

*Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes*  
Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Actif (passif) (non audité) (en millions de dollars)	31 mars 2012		31 décembre 2011	
	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2012 à 2019) <sup>(2)</sup>	128	4 150 US	93	3 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2012)	18	1 165 US	(4)	725 US
	<b>146</b>	<b>5 315 US</b>	<b>89</b>	<b>4 575 US</b>

<sup>(1)</sup> Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

<sup>(2)</sup> Le bénéfice net consolidé du premier trimestre de 2012 comprenait des gains réalisés nets de 7 millions de dollars (gains de 5 millions de dollars en 2011) liés à l'intérêt se rapportant aux règlements de swaps de devises.

#### Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

(non audité) (en millions de dollars)	31 mars 2012		31 décembre 2011	
	Valeur comptable <sup>(1)</sup>	Juste valeur <sup>(2)</sup>	Valeur comptable <sup>(1)</sup>	Juste valeur <sup>(2)</sup>
<b>Actifs financiers</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	196	196	654	654
Débiteurs et autres <sup>(3)</sup>	1 326	1 369	1 359	1 403
Actifs disponibles à la vente <sup>(3)</sup>	34	34	23	23
	<b>1 556</b>	<b>1 599</b>	<b>2 036</b>	<b>2 080</b>
<b>Passifs financiers<sup>(4)</sup></b>				
Billets à payer	1 787	1 787	1 863	1 863
Créditeurs et montants reportés <sup>(5)</sup>	1 016	1 016	1 329	1 329
Intérêts courus	360	360	365	365
Dette à long terme	18 397	23 313	18 659	23 757
Billets subordonnés de rang inférieur	998	1 031	1 016	1 027
	<b>22 558</b>	<b>27 507</b>	<b>23 232</b>	<b>28 341</b>

<sup>(1)</sup> Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2011) au titre de la dette à long terme qui est constaté à la juste valeur. Cette dette constatée à la juste valeur de façon récurrente est classée dans la catégorie de juste valeur de deuxième niveau selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> Au 31 mars 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des actifs financiers de 1 068 millions de dollars (1 094 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les débiteurs, de 33 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les autres actifs à court terme et de 259 millions de dollars (247 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les actifs incorporels et autres actifs.

<sup>(4)</sup> Le bénéfice net consolidé au premier trimestre de 2012 comprenait des pertes de 15 millions de dollars (9 millions de dollars en 2011) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2011) 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.

<sup>(5)</sup> Au 31 mars 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des passifs financiers de 886 millions de dollars (1 192 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les créditeurs et de 130 millions de dollars (137 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les montants reportés.



*Sommaire des instruments financiers dérivés*

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

**31 mars 2012***(non audité)**(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	314 \$	189 \$	9 \$	19 \$
Passifs	(329)\$	(232)\$	(13)\$	(19)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	31 088	104	-	-
Ventes	29 851	76	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 476 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 <sup>(4)</sup>	(7)\$	(14)\$	6 \$	- \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 <sup>(4)</sup>	15 \$	(10)\$	9 \$	- \$
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	40 \$	- \$	- \$	15 \$
Passifs	(321)\$	(23)\$	(39)\$	- \$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	21 455	6	-	-
Ventes	8 704	-	-	-
En dollars US	-	-	42 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 <sup>(4)</sup>	(32)\$	(6)\$	- \$	1 \$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2013-2015

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

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

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou 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 15 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. Au premier trimestre de 2012, la société n'a 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 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. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

## 2011

(non audité)

(en millions de dollars canadiens,  
sauf indication contraire)

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)(3)</sup>				
Actifs	185 \$	176 \$	3 \$	22 \$
Passifs	(192)\$	(212)\$	(14)\$	(22)\$
Valeurs nominales <sup>(3)</sup>				
Volumes <sup>(4)</sup>				
Achats	21 905	103	-	-
Ventes	21 334	82	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 269 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(5)</sup>	(1)\$	(16)\$	2 \$	(1)\$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(5)</sup>	(1)\$	(26) \$	21 \$	1 \$
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(6)(7)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)(3)</sup>				
Actifs	16 \$	3 \$	- \$	13 \$
Passifs	(277)\$	(22)\$	(38)\$	(1)\$
Valeurs nominales <sup>(3)</sup>				
Volumes <sup>(4)</sup>				
Achats	17 188	8	-	-
Ventes	8 061	-	-	-
En dollars US	-	-	73 US	600 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(5)</sup>	(43)\$	(3)\$	- \$	(1)\$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

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

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

(3) Au 31 décembre 2011.

(4) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

(5) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou 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 13 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le

trimestre clos le 31 mars 2011, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2011, la société n'a 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 2011, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

### Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	31 mars 2012	31 décembre 2011
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	503	361
Créditeurs	(607)	(485)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs	263	202
Montants reportés	(403)	(349)

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

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

Trimestres clos les 31 mars <i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(66)	(55)	(10)	(11)	(3)	(6)	-	-
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	47	34	13	28	-	-	6	9
Pertes sur les instruments dérivés constatées dans le bénéfice (partie inefficace)	(6)	(2)	(2)	(1)	-	-	-	-

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des assurances financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 2012, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était est de 110 millions de dollars (86 millions de dollars en 2011), et la société a fourni à ce titre des garanties de 53 millions de dollars (3 millions de dollars en 2011) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats étaient déclenchées au 31 mars 2012, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 57 millions de dollars (83 millions de dollars en 2011). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de

liquidités sous forme d'encaisse et de marges de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

### **Hiérarchie de la juste valeur**

Les actifs et les passifs de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt compris dans les actifs et les passifs inclus dans le deuxième niveau est déterminée selon l'approche bénéfices. La juste valeur des produits de base pour l'électricité et le gaz compris dans les actifs et les passifs est déterminée selon l'approche marché. Selon ces deux approches, l'évaluation est fondée sur une extrapolation des données, autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données sont observables directement ou indirectement. Ces données comprennent les taux de change publiés, les taux d'intérêt, les courbes des swaps de taux d'intérêt, les courbes de rendement et les prix indiqués par les fournisseurs externes de services de données. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le premier niveau et le deuxième niveau auraient lieu. Pour le premier trimestre de 2012 et de 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau évaluée de façon récurrente est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau. Pour le premier trimestre de 2012 et de 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le deuxième niveau et le troisième niveau.

Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés à faible liquidité sont incluses dans le troisième niveau de la hiérarchie de la juste valeur, puisque les prix des produits de base connexes ne sont pas facilement observables. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les caractéristiques d'exploitation des installations de production dans les marchés sur lesquels la société est présente. Les données du modèle comprennent les mécanismes principaux du marché tels que les prix du combustible, les ajouts et les retraits à l'alimentation en énergie, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes de transport. À long terme, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont fondés sur une perspective de l'offre et de la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. La direction et le conseil d'administration passent périodiquement en revue les prix à long terme. Une baisse marquée des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou une augmentation de l'offre d'électricité ou de gaz naturel donnerait lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

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

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	Mars 31 2012	Déc. 31 2011	Mars 31 2012	Déc. 31 2011	Mars 31 2012	Déc. 31 2011	Mars 31 2012	Déc. 31 2011
<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>								
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	34	36	-	-	34	36
Contrats de change	-	-	187	141	-	-	187	141
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	337	201	-	-	337	201
Contrats sur produits de base pour le gaz	136	124	50	55	-	-	186	179
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(19)	(23)	-	-	(19)	(23)
Contrats de change	-	-	(84)	(102)	-	-	(84)	(102)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(621)	(454)	(11)	(15)	(632)	(469)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(228)	(208)	(25)	(26)	-	-	(253)	(234)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	34	23	-	-	-	-	34	23
	(58)	(61)	(141)	(172)	(11)	(15)	(210)	(248)

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

Trimestres clos les 31 mars <i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts)</i>	Instruments dérivés <sup>(1)(2)</sup>	
	2012	2011
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	(15)	(8)
Nouveaux contrats	-	1
Total des gains ou pertes inclus dans les autres éléments du résultat étendu	4	(6)
Solde au 31 mars	(11)	(13)

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

(2) Au 31 mars 2012, il n'y avait aucun gain non réalisé ni aucune perte non réalisée inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés toujours détenus à la date du bilan (néant en 2011).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 10 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 mars 2012.

### Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2011.

## **Contrôles et procédures**

Au 31 mars 2012, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information de TransCanada dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TransCanada étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable au 31 mars 2012.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TransCanada, à l'égard de la communication de l'information financière, qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada.

## **Perspectives**

Depuis leur présentation, dans le rapport annuel 2011 de TransCanada, les perspectives générales de la société au sujet des résultats pour 2012 seront légèrement touchées par le retard dans la remise en service du réacteur 2 de Bruce Power au deuxième trimestre de 2012. De plus, la demande réduite de gaz naturel et d'électricité en raison des températures plus élevées que la normale cumulée à une production de gaz naturel qui demeure forte aux États-Unis ont donné lieu à des stocks très élevés et à des prix très bas pour le gaz naturel, ce qui pourrait se répercuter sur les produits des gazoducs des États-Unis et les prix de l'électricité pour les installations énergétiques au Canada et aux États-Unis. Les perspectives de la société pour ce qui est des résultats pourraient par ailleurs être touchées par l'incertitude et la résolution finale des questions entourant les prix des ventes de capacité dans l'État de New York et la résolution du différend au sujet de la CAE de Sundance A, ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Faits nouveaux » du présent rapport de gestion. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2011 de TransCanada.

## **Faits nouveaux**

### **Gazoducs**

#### *Réseau principal au Canada*

#### *Demande de droits pour 2012-2013*

Depuis le dépôt auprès de l'ONÉ d'une demande tarifaire détaillée en 2011, en vue de modifier la structure et les modalités de service du réseau principal au Canada, TransCanada collabore avec l'ONÉ et avec d'autres parties prenantes en transmettant de l'information préalablement à l'audience orale qui devrait se dérouler de juin à septembre 2012 à Calgary. La décision de l'ONÉ devrait être rendue vers la fin de 2012 ou le début de 2013.

#### *Expansion des installations de Marcellus*

En novembre 2011, TransCanada a déposé une demande modifiée concernant la construction de nouvelles installations pipelinières pour approvisionner le Sud de l'Ontario en gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus et en janvier 2012, elle a répondu aux demandes de renseignements de l'ONÉ. Dans une lettre datée de février 2012, l'ONÉ a fait savoir qu'il ne convoquerait pas d'audience pour examiner la demande et qu'il continuerait de l'étudier comme une demande ne nécessitant pas la tenue d'une audience. Si le projet recevait l'approbation de l'ONÉ, la construction commencerait au début de juillet 2012 et se terminerait en novembre 2012. Le coût en

capital prévu du projet d'expansion des installations de Marcellus devrait avoisiner les 130 millions de dollars.

#### Appel de soumissions visant la nouvelle capacité du réseau principal

Devant prendre fin en mai 2012, l'appel de soumissions visant de la nouvelle capacité (« ASNC ») sur le réseau principal au Canada porte sur la réception de l'approvisionnement supplémentaire provenant de la formation schisteuse de Marcellus au point frontalier de Niagara ou de Chippawa, ainsi qu'à d'autres points de réception du réseau intégré, pour l'acheminer à tous les points de livraison en aval de Parkway, notamment Iroquois/Waddington, GMi EDA et East Hereford. L'ASNC fait suite à l'intérêt manifesté par des expéditeurs à l'égard d'une capacité supplémentaire de transport garanti. Les mois de novembre 2013 et 2014 ont été proposés pour le lancement du nouveau service de transport, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations réglementaires requises.

#### Réseau de l'Alberta

##### Projets d'expansion

Au cours des quatre premiers mois de 2012, TransCanada a pratiquement achevé 10 projets pipeliniers distincts visant le réseau de l'Alberta, au coût approximatif de 600 millions de dollars.

##### Intégration commerciale d'ATCO Pipelines

L'intégration commerciale d'ATCO Pipelines (« ATCO ») au réseau de l'Alberta s'est amorcée en octobre 2011. TransCanada continue de travailler avec ATCO pour recueillir des renseignements en vue de l'étape finale de l'intégration, qui consiste en un échange d'actifs pipeliniers de valeur égale. Par conséquent, le dépôt de la demande concernant l'approbation de cet échange, qui devait avoir lieu au premier trimestre de 2012, a été retardé jusqu'au milieu de 2012.

##### Soumission relative au prolongement du gazoduc de Tamazunchale

Le contrat visant le projet de prolongement du gazoduc de Tamazunchale, au Mexique, d'une valeur approximative de 500 millions de dollars, a été adjugé à TransCanada par la Comisión Federal de Electricidad en février 2012. Les contrats d'ingénierie, d'acquisition et de construction ont été signés et les activités liées à la construction ont débuté. Le gazoduc devrait être mis en service au premier trimestre de 2014.

##### Projet de gazoduc de l'Alaska

Les producteurs du versant nord de l'Alaska (ExxonMobil, ConocoPhillips et BP) et TransCanada, par le truchement de sa participation dans le projet de gazoduc de l'Alaska, ont annoncé en mars 2012 qu'ils se sont entendus quant au plan de travail visant la commercialisation des ressources gazières du versant nord au moyen de l'option du gaz naturel liquéfié (« GNL »). En conformité avec le permis délivré en vertu de la loi *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA »), TransCanada a présenté à l'État de l'Alaska une demande de modification du plan de projet en vue de mettre un frein aux travaux de « l'option Alberta ». TransCanada espère ainsi préserver les actifs et reporter à octobre 2014 le dépôt devant la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), qui devait avoir lieu en octobre 2012 selon les dispositions actuelles du permis, le temps que l'évaluation préliminaire de l'option du GNL suive son cours.

##### Projet gazier Mackenzie

Les promoteurs du projet gazier Mackenzie ne sont pas parvenus à rendre définitives les conditions commerciales permettant de poursuivre la réalisation du projet dans la conjoncture actuelle. Par conséquent, les activités de projet ont été suspendues. Les futures obligations financières de TransCanada à l'égard de l'Aboriginal Pipeline Group pendant la période de suspension devraient être modiques.

## Oléoducs

### *Projet de la côte du golfe*

La société a annoncé en février 2012 que la portion du projet Keystone XL visant le prolongement de l'oléoduc de Cushing jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique avait sa propre valeur indépendante sur le marché et qu'elle serait construite en tant que projet autonome et non pas dans le cadre du processus de demande de permis présidentiel. L'oléoduc de 36 pouces de diamètre devrait être construit au coût approximatif de 2,3 milliards de dollars US et, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, sa mise en service devrait avoir lieu entre le milieu et la fin de 2013. En date du 31 mars 2012, une somme de 0,8 milliard de dollars US avait été investie dans le projet. Est inclus dans le coût de 2,3 milliards de dollars US, le coût de 300 millions de dollars US du latéral de Houston, une canalisation latérale qui s'étendrait sur 76 km (47 milles) afin d'acheminer du pétrole jusqu'à des raffineries de Houston.

### *Oléoduc Keystone XL*

En février toujours, TransCanada a fait parvenir une lettre au Département d'État américain afin de l'informer de son intention de déposer dans un avenir rapproché une autre demande de permis présidentiel (permis transfrontalier) relativement au projet Keystone XL, visant plus particulièrement la portion allant de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska. TransCanada a précisé dans sa lettre qu'une fois le tracé pipelinier déterminé, elle ferait parvenir au Département d'État un tracé de rechange au Nebraska. La demande comprendra le tracé déjà examiné dans le Montana et le Dakota du Sud. L'examen environnemental du projet Keystone XL, qui s'est étalé sur plus de trois ans, est le processus le plus exhaustif mené jusqu'ici pour un pipeline transfrontalier. Étant donné l'ampleur des travaux d'examen, TransCanada s'attend à ce que le permis transfrontalier soit traité dans les meilleurs délais et à ce qu'une décision soit rendue une fois que le nouveau tracé aura été déterminé dans le Nebraska.

Une loi promulguée au Nebraska, puis édictée par le gouverneur de l'État un peu plus tôt en avril permet maintenant à TransCanada d'engager à nouveau le dialogue avec le département de la qualité de l'environnement (« DQE ») de l'État et ainsi, de continuer à collaborer pour déterminer un tracé pour Keystone XL qui évite la région des Sandhills. Des tracés de rechange et un tracé privilégié ont été présentés au DQE le 18 avril 2012. Le DQE doit maintenant assurer la surveillance des processus d'appel de commentaires publics et d'examen pendant que TransCanada s'efforce de déterminer un tracé de rechange détaillé.

Le coût en capital de Keystone XL est évalué à 5,3 milliards de dollars US. De ce montant, 1,5 milliard de dollars US avaient été investis en date du 31 mars 2012. La différence sera investie d'ici la date de mise en service du prolongement, soit d'ici la fin de 2014 ou le début de 2015.

### *Terminal de Keystone à Hardisty*

En mars 2012, TransCanada a tenu un appel de soumissions dans le but d'obtenir des engagements exécutoires à l'appui du projet de terminal de Keystone à Hardisty. Le projet visant deux millions de barils à Hardisty, en Alberta, offrira une nouvelle infrastructure pipelinère aux producteurs de l'Ouest canadien et leur permettra d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone. TransCanada passe présentement en revue les résultats de l'appel de soumissions. Le terminal de Keystone à Hardisty devrait être mis en exploitation vers la fin de 2014 ou le début de 2015.

## Énergie

### *Bruce Power*

En mars 2012, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a accordé à Bruce Power l'autorisation de mettre en marche le réacteur 2, ce qui a mis fin aux étapes de construction et de mise en service du projet. Le réacteur 2 produit présentement de la vapeur tandis que les dernières vérifications de sécurité sont effectuées. Les activités de mise en exploitation commerciale du



réacteur 2 devraient débiter au deuxième trimestre de 2012. Les travaux de mise en service du réacteur 1 étant en cours, Bruce Power s'attend à ce que l'exploitation commerciale de ce réacteur s'amorce vers le milieu du troisième trimestre de 2012. Selon les prévisions, la quote-part revenant à TransCanada du coût en capital net total sera d'environ 2,4 milliards de dollars.

Conformément aux modalités de l'accord de remise à neuf de Bruce Power (« ARNBP »), Bruce A reçoit de l'OEO des paiements de soutien dont le montant correspond à la différence entre les prix fixes prévus aux termes de l'ARNBP et les prix sur le marché au comptant. Cette disposition particulière prenant fin le 1<sup>er</sup> juillet 2012, toute la production de Bruce A sera assujettie après cette date aux prix sur le marché au comptant, jusqu'à ce que les réacteurs 1 et 2 entrent en exploitation commerciale.

#### *Sundance A*

L'audience d'arbitrage du différend engendré par les allégations de force majeure et de destruction économique à Sundance A a commencé le 9 avril 2012 et devrait prendre fin en mai 2012. TransCanada s'attend à une décision vers le milieu de 2012.

TransCanada a continué de constater les produits et les coûts, car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. La société ne croit pas que les allégations de TransAlta répondent aux critères de force majeure ou de destruction stipulés dans la CAE; aussi a-t-elle inscrit un BAIIA de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 et de 188 millions de dollars depuis le début de l'interruption. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain, TransCanada est cependant d'avis que le différend sera réglé en sa faveur. La société prévoit que la valeur comptable non amortie au 31 mars 2012, soit 74 millions de dollars relativement à la CAE de Sundance A figurant dans les actifs incorporels et autres actifs, demeure entièrement récupérable aux termes de la CAE, quel que soit le résultat du processus d'arbitrage.

#### *Ravenswood*

Les prix au comptant visant les ventes de capacité sur le marché de la zone J de la ville de New York ont augmenté au premier trimestre de 2012 par rapport au dernier exercice, en raison surtout du contexte créé par la hausse des taux associés à la courbe de la demande, qui ont été rajustés à la fin du troisième trimestre de 2011, et par les nouvelles règles adoptées par le New York Independent System Operator (« NYISO »), qui ont modifié la manière d'évaluer la capacité sur ce marché.

En 2011, TransCanada et d'autres parties ont déposé auprès de la FERC des plaintes officielles au sujet de l'application des règles d'établissement des prix. Ces plaintes sont encore en instance. Les décisions qui seront rendues à l'égard de ces plaintes et l'incidence de ce qu'il en découlera à long terme sur Ravenswood ne sont pas connues.

### **Renseignements sur les actions**

Au 24 avril 2012, TransCanada avait 704 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 22 millions d'actions privilégiées de série 1, 14 millions d'actions privilégiées de série 3 et 14 millions d'actions privilégiées de série 5 émises et en circulation pouvant être converties en respectivement 22 millions d'actions privilégiées de série 2, 14 millions d'actions privilégiées de série 4 et 14 millions d'actions privilégiées de série 6. En outre, la société avait en circulation 9 millions d'options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5 millions d'options qui pouvaient être exercées au 24 avril 2012.

**Principales données financières trimestrielles consolidées <sup>(1)</sup>**

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	2012	2011				2010		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	1 911	1 967	1 987	1 797	1 868	1 675	1 776	1 616
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	366	390	399	367	425	277	393	290
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action								
De base	0,50 \$	0,53 \$	0,55 \$	0,50 \$	0,59 \$	0,38 \$	0,55 \$	0,41 \$
Dilué	0,50 \$	0,53 \$	0,55 \$	0,50 \$	0,59 \$	0,37 \$	0,55 \$	0,41 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,44 \$	0,42 \$	0,42 \$	0,42 \$	0,42 \$	0,40 \$	0,40 \$	0,40 \$

<sup>(1)</sup> Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR des États-Unis et présentées en dollars CA.

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

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

Pour le secteur des oléoducs, qui est principalement constitué de la participation de la société dans le réseau d'oléoducs Keystone, le résultat repose surtout sur les engagements contractuels visant la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels, qui ne dépendent pas des livraisons réelles. Les produits, le BAII et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice et les fluctuations découlent des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que de modifications des volumes transportés sur le marché au comptant et des droits connexes imputés. Les volumes transportés sur le marché au comptant dépendent de la demande des clients, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus pour les raffineries, installations terminales et pipelines ainsi que de circonstances hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits, le BAII et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques saisonnières, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des prix de capacité, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements, de certains ajustements de la juste valeur et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le BAII et le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Au premier trimestre de 2012, le BAII comprenait des pertes 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.

- Au quatrième trimestre de 2011, le BAII ne tenait pas compte des gains non réalisés nets de 9 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Au troisième trimestre de 2011, le BAII du secteur de l'énergie tenait compte de l'incidence favorable des prix plus forts pour les installations énergétiques de l'Ouest. Le BAII comprenait des pertes non réalisées nettes de 43 millions de dollars avant les impôts (30 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Au deuxième trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Guadalajara, mis en service en juin 2011. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait le résultat supplémentaire de Coolidge, mis en service en mai 2011. Le BAII comprenait des pertes nettes non réalisées de 3 millions de dollars avant les impôts (2 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Au premier trimestre de 2011, le BAII du secteur des gazoducs comprenait le résultat supplémentaire de Bison, mis en service en janvier 2011. Le secteur des oléoducs a commencé à constater le BAII pour Wood River/Patoka et le prolongement du réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à Cushing en février 2011. Le BAII comprenait des pertes non réalisées nettes de 19 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Au quatrième trimestre de 2010, le BAII du secteur des gazoducs affichait un recul en raison de la constatation d'une provision au titre de l'évaluation de 146 millions de dollars avant les impôts (127 millions de dollars après les impôts) relativement aux avances à l'Aboriginal Pipeline Group dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la deuxième phase du projet éolien de Kibby, qui est entrée en service en octobre 2010, et des gains non réalisés nets de 46 millions de dollars avant les impôts (29 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Au troisième trimestre de 2010, le BAII du secteur des gazoducs a augmenté en raison de la constatation, sur neuf mois, d'un résultat supplémentaire lié au règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période de 2010 à 2012, ce qui a fait augmenter le bénéfice net de 33 millions de dollars. Le BAII du secteur de l'énergie comprenait l'apport de la centrale de Halton Hills, qui est entrée en service en septembre 2010, et la perte non réalisée nette de 1 million de dollars avant les impôts (1 million de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.
- Au deuxième trimestre de 2010, le BAII du secteur de l'énergie ne tenait pas compte des gains non réalisés nets de 16 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net tient compte d'une diminution de 58 millions de dollars après les impôts puisque des pertes ont été constatées en 2010 comparativement aux gains inscrits en 2009 découlant des instruments dérivés portant sur les taux de change et les taux d'intérêt qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture et de la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en dollars US.

## État consolidé condensé des résultats

Trimestres clos les 31 mars

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

2011

Ajusté

(note 1)

	2012	
<b>Produits</b>		
Gazoducs	1 085	1 062
Oléoducs	259	135
Énergie	567	671
	<u>1 911</u>	<u>1 868</u>
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>60</b>	121
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	707	609
Achats de produits de base revendus	179	238
Amortissement	344	320
	<u>1 230</u>	<u>1 167</u>
<b>Charges financières (produits financiers)</b>		
Intérêts débiteurs	242	211
Intérêts créditeurs et autres	(31)	(30)
	<u>211</u>	<u>181</u>
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>530</b>	641
<b>Charge d'impôts</b>		
Exigibles	56	106
Futurs	73	74
	<u>129</u>	<u>180</u>
<b>Bénéfice net</b>	<b>401</b>	461
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	35	36
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>366</b>	425
Dividendes sur les actions privilégiées	14	14
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>352</b>	411
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>		
De base et dilué	<b>0,50 \$</b>	0,59 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	<b>0,44 \$</b>	0,42 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)</b>		
De base	704	698
Dilué	<u>705</u>	<u>699</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé du résultat étendu

Trimestres clos les 31 mars (non audité) (en millions de dollars canadiens)	2012	2011 Ajusté (note 1)
<b>Bénéfice net</b>	<b>401</b>	461
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>		
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(107)	(116)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	38	49
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	(45)	(53)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(4)</sup>	45	48
Reclassement dans le bénéfice net de (gains actuariels) pertes actuarielles et du coût des prestations au titre des services passés des régimes de retraite et autres régimes d'avantages complémentaires de retraite <sup>(5)</sup>	10	2
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(6)</sup>	5	2
Autres éléments du résultat étendu	(54)	(68)
<b>Résultat étendu</b>	<b>347</b>	393
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	18	21
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>329</b>	372
Dividendes sur les actions privilégiées	14	14
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>315</b>	358

(1) Déduction faite d'une charge d'impôts de 22 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 29 millions de dollars en 2011).

(2) Déduction faite d'une charge d'impôts de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 19 millions de dollars en 2011).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 34 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2011).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 21 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 25 millions de dollars en 2011).

(5) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2011).

(6) Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs complémentaires de retraite et de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, annulés en partie par la variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2011).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des flux de trésorerie

Trimestres clos les 31 mars

*(non audité)**(en millions de dollars canadiens)*

2011

Ajusté

(note 1)

	2012	
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>		
Bénéfice net	401	461
Amortissement	344	320
Impôts reportés	73	74
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(60)	(121)
Distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation	53	65
Charges au titre des avantages sociaux futurs supérieures (inférieures) à la capitalisation	7	(3)
Autres	23	19
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(169)	19
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<u>672</u>	<u>834</u>
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations	(464)	(567)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(216)	(151)
Montants reportés et autres	(7)	65
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<u>(687)</u>	<u>(653)</u>
<b>Activités de financement</b>		
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(310)	(200)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(33)	(27)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(46)	134
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	492	-
Réduction de la dette à long terme	(548)	(321)
Actions ordinaires émises	14	21
Sorties nettes liées aux activités de financement	<u>(431)</u>	<u>(393)</u>
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<u>(12)</u>	<u>(12)</u>
<b>Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<u>(458)</u>	<u>(224)</u>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		
Au début de la période	<u>654</u>	<u>660</u>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		
À la fin de la période	<u>196</u>	<u>436</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Bilan consolidé condensé

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	<b>31 mars 2012</b>	31 décembre 2011 Ajusté (note 1)
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	196	654
Débiteurs	1 067	1 094
Stocks	239	248
Autres	1 235	1 114
	<b>2 737</b>	<b>3 110</b>
<b>Immobilisations corporelles</b> , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 15 657 \$ et 15 406 \$	<b>32 175</b>	<b>32 467</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>5 298</b>	<b>5 077</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>3 472</b>	<b>3 534</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>1 655</b>	<b>1 684</b>
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	<b>1 558</b>	<b>1 466</b>
	<b>46 895</b>	<b>47 338</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	1 787	1 863
Créditeurs	2 146	2 359
Intérêts courus	360	365
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	424	935
	<b>4 717</b>	<b>5 522</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>309</b>	<b>297</b>
<b>Montants reportés</b>	<b>974</b>	<b>929</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>3 664</b>	<b>3 591</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>17 973</b>	<b>17 724</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>998</b>	<b>1 016</b>
	<b>28 635</b>	<b>29 079</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 026	12 011
Émises et en circulation : 31 mars 2012 – 704 millions d'actions 31 décembre 2011 – 704 millions d'actions		
Actions privilégiées	1 224	1 224
Surplus d'apport	379	380
Bénéfices non répartis	4 670	4 628
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 486)	(1 449)
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>16 813</b>	<b>16 794</b>
Participations sans contrôle	1 447	1 465
<b>Capitaux propres</b>	<b>18 260</b>	<b>18 259</b>
	<b>46 895</b>	<b>47 338</b>

Éventualités et garanties (note 8)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé du cumul des autres éléments du résultat étendu

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 31 décembre 2011	(643)	(281)	(525)	(1 449)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(90)	-	-	(90)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	38	-	-	38
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	-	(45)	-	(45)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures <sup>(4)(5)</sup>	-	45	-	45
Reclassement de pertes actuarielles et du coût des prestations au titre des services passés des régimes de retraite et régimes d'avantages complémentaires de retraite <sup>(6)</sup>	-	-	10	10
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(7)</sup>	-	1	4	5
<b>Solde au 31 mars 2012</b>	<b>(695)</b>	<b>(280)</b>	<b>(511)</b>	<b>(1 486)</b>

<i>(non audité)</i> <i>(Ajusté note 1)</i> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite	Total
Solde au 31 décembre 2010	(683)	(194)	(366)	(1 243)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(98)	-	-	(98)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés pour couvrir les investissements nets dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	49	-	-	49
Variation de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	-	(54)	-	(54)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures <sup>(4)(5)</sup>	-	46	-	46
Reclassement de pertes actuarielles et du coût des prestations au titre des services passés des régimes de retraite et régimes d'avantages complémentaires de retraite <sup>(6)</sup>	-	-	2	2
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(7)</sup>	-	(2)	4	2
<b>Solde au 31 mars 2011</b>	<b>(732)</b>	<b>(204)</b>	<b>(360)</b>	<b>(1 296)</b>

(1) Déduction faite d'une charge d'impôts de 22 millions de dollars et de pertes liées aux participations sans contrôle de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 29 millions de dollars; perte de 18 millions de dollars en 2011).

(2) Déduction faite d'une charge d'impôts de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 19 millions de dollars en 2011).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 34 millions de dollars et de pertes liées aux participations sans contrôle de néant pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars; gain de 1 million de dollars en 2011).

(4) Déduction faite d'une charge d'impôts de 21 millions de dollars et de pertes liées aux participations sans contrôle de néant pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 25 millions de dollars; gain de 2 millions de dollars en 2011).

(5) Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie déclarées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 197 millions de dollars (120 millions de dollars après les impôts).



Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

- (6) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2011).
- (7) Se rapporte principalement au reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles au titre des régimes de retraite et autres régimes d'avantages complémentaires de retraite, du reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, annulés en partie par la variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie, déduction faite d'une charge d'impôts de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 (charge d'impôts de 1 million de dollars en 2011).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des capitaux propres

Trimestres clos les 31 mars

*(non audité)**(en millions de dollars canadiens)*

2011

Ajusté

(note 1)

	2012	
<b>Actions ordinaires</b>		
Solde au début de la période	12 011	11 745
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	-	93
Produit de l'émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	15	21
Solde à la fin de la période	<u>12 026</u>	<u>11 859</u>
<b>Actions privilégiées</b>		
Solde au début de la période	<u>1 224</u>	<u>1 224</u>
<b>Surplus d'apport</b>		
Solde au début de la période	380	349
Exercice d'options sur actions, déduction faite des frais d'émission	(1)	-
Solde à la fin de la période	<u>379</u>	<u>349</u>
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde au début de la période	4 628	4 273
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	366	425
Dividendes sur les actions ordinaires	(310)	(294)
Dividendes sur les actions privilégiées	(14)	(14)
Solde à la fin de la période	<u>4 670</u>	<u>4 390</u>
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>		
Solde au début de la période	(1 449)	(1 243)
Autres éléments du résultat étendu	(37)	(53)
Solde à la fin de la période	<u>(1 486)</u>	<u>(1 296)</u>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<u>16 813</u>	<u>16 526</u>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>		
Solde au début de la période	1 465	1 157
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	35	36
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(17)	(15)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(33)	(27)
Autres	(3)	(2)
Solde à la fin de la période	<u>1 447</u>	<u>1 149</u>
<b>Total des capitaux propres</b>	<u>18 260</u>	<u>17 675</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (non audité)

### 1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis »). Les chiffres comparatifs, qui étaient antérieurement présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada ainsi qu'il est défini dans la Partie V du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« PCGR du Canada »), ont été ajustés au besoin afin d'être conformes aux politiques de la société conformément aux PCGR des États-Unis. Les montants ajustés au titre des PCGR des États-Unis présentés dans les présents états financiers consolidés condensés pour le trimestre clos le 31 mars 2011 sont les mêmes que ceux qui ont été antérieurement présentés par la société dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis du 31 mars 2011. Les montants ajustés en date du 31 décembre 2011 sont les mêmes que ceux présentés dans la note 25 afférente aux états financiers consolidés audités de 2011 de TransCanada inclus dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans le rapport annuel 2011 de TransCanada, exception faite de ce qui est décrit à la note 2, qui présente les principales conventions comptables de la société qui ont été modifiées en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2011 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour refléter la situation financière et les résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2011 compris dans le rapport annuel 2011 de TransCanada. Certains chiffres comparatifs ont été reclassés pour être conformes à la présentation de la période à l'étude.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur des gazoducs de la société en raison des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des consommateurs, les prix des marchés pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

### Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société résumées ci-après.

## 2. Modifications de conventions comptables

### Modifications des principales conventions comptables en raison de l'adoption des PCGR des États-Unis

#### *Principes de consolidation*

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

#### *Stocks*

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

#### *Impôts sur le bénéfice*

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

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

#### *Régimes d'avantages sociaux et autres*

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

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du

résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu en étant amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages complémentaires de retraite peuvent être recouverts par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains et les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages complémentaires de retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

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

#### *Coûts de transaction liés à la dette à long terme*

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

#### *Garanties*

La société constate la juste valeur de certaines garanties au moment de leur prise d'effet. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles ou des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net, avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

### **Modifications de conventions comptables pour 2012**

#### *Évaluation à la juste valeur*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la société a adopté l'Accounting Standard Update (« ASU ») sur les évaluations à la juste valeur publié par le Financial Accounting Standards Board (« FASB »). L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des évaluations de troisième niveau.

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

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la société a adopté l'ASU publié par le FASB pour l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur. L'adoption de l'ASU a donné lieu à une modification de convention comptable liée à l'évaluation de l'écart d'acquisition pour déterminer s'il y a perte de valeur, puisque la société peut désormais, aux termes des PCGR des États-Unis, évaluer d'abord les facteurs qualitatifs qui influent sur la juste valeur d'une unité d'exploitation comparativement au montant comptable dans le but de déterminer si elle doit effectuer le test de dépréciation de l'écart d'acquisition en deux étapes.

## Modifications comptables futures

### Compensation dans le bilan

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

## 3. Informations sectorielles

Trimestre clos

les 31 mars

(non audité)

(en millions de dollars  
canadiens)

	Gazoducs		Oléoducs <sup>(1)</sup>		Énergie		Siège social		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Produits	1 085	1 062	259	135	567	671	-	-	1 911	1 868
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	46	43	-	-	14	78	-	-	60	121
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(406)	(332)	(86)	(36)	(186)	(217)	(29)	(24)	(707)	(609)
Achats de produits de base revendus	-	-	-	-	(179)	(238)	-	-	(179)	(238)
Amortissement	(232)	(228)	(36)	(23)	(73)	(66)	(3)	(3)	(344)	(320)
	<b>493</b>	<b>545</b>	<b>137</b>	<b>76</b>	<b>143</b>	<b>228</b>	<b>(32)</b>	<b>(27)</b>	<b>741</b>	<b>822</b>
Intérêts débiteurs									(242)	(211)
Intérêts créditeurs et autres									31	30
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									530	641
Charge d'impôts									(129)	(180)
Bénéfice net									401	461
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(35)	(36)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									<b>366</b>	<b>425</b>
Dividendes sur les actions privilégiées									(14)	(14)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>352</b>	<b>411</b>

<sup>(1)</sup> Depuis février 2011, TransCanada comptabilise le résultat lié aux installations de Wood River/Patoka et au prolongement Cushing de Keystone.

## Total de l'actif

(non audité)

(en millions de dollars canadiens)

	31 mars 2012	31 décembre 2011
Gazoducs	22 813	23 161
Oléoducs	9 378	9 440
Énergie	13 675	13 269
Siège social	1 029	1 468
	<b>46 895</b>	<b>47 338</b>

#### 4. Impôts sur le bénéfice

Au 31 mars 2012, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines est d'environ 56 millions de dollars (52 millions de dollars au 31 décembre 2011). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Les charges fiscales nettes du trimestre clos le 31 mars 2012 comprennent 1 million de dollars au titre de l'intérêt et néant au titre des pénalités (1 million de dollars au titre de l'intérêt et néant au titre des pénalités au 31 mars 2011). Au 31 mars 2012, la société avait constaté 8 millions de dollars au titre de l'intérêt et néant au titre des pénalités (7 millions de dollars au titre de l'intérêt et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2011).

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2012 et 2011 étaient de respectivement 24 % et 28 %. Le taux d'intérêt effectif inférieur en 2012 découle de la réduction du taux d'imposition canadien prévu par la loi, de la modification de la proportion du bénéfice généré entre les juridictions canadiennes et étrangères et des ajustements fiscaux favorables en 2012.

TransCanada prévoit que la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes aura lieu au cours des 12 prochains mois, ce qui devrait donner lieu à un ajustement favorable des impôts sur les bénéfices d'environ 22 millions de dollars. D'autre part, sous réserve des résultats des travaux de vérification par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence importante sur ses états financiers.

#### 5. Dette à long terme

Pour le trimestre clos le 31 mars 2012, la société a capitalisé des intérêts de 74 millions de dollars (97 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2011) relativement aux projets d'investissement.

En janvier 2012, TransCanada PipeLine USA Ltd. a remboursé le solde du capital de 500 millions de dollars US sur son emprunt à terme de cinq ans.

En mars 2012, TransCanada PipeLines Limited a émis des billets de premier rang échéant en 2015 et comportant un taux intérêt de 0,875 % pour une valeur de 500 millions de dollars US.

#### 6. Avantages complémentaires de retraite

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages complémentaire de retraite de la société se présente comme suit :

Trimestres clos les 31 mars (non audité) (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages complémentaires de retraite	
	2012	2011	2012	2011
Coût des services	16	14	1	-
Intérêts débiteurs	23	23	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(28)	(28)	-	-
Amortissement de la perte actuarielle	5	3	-	-
Amortissement de l'actif réglementaire	5	4	-	-
<b>Coût net constaté au titre des avantages</b>	<b>21</b>	<b>16</b>	<b>3</b>	<b>2</b>

## 7. Instruments financiers et gestion des risques

### Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 mars 2012, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 10,4 milliards de dollars (10,4 milliards de dollars US) et une juste valeur de 12,9 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars US). Au 31 mars 2012, un montant de 97 millions de dollars (79 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les autres actifs à court terme, un montant de 83 millions de dollars (66 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les actifs incorporels et les autres actifs, un montant de 4 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les créditeurs et un montant de 30 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

### *Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes*

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

Actif (passif) (non audité) (en millions de dollars canadiens)	31 mars 2012		31 décembre 2011	
	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>(1)</sup>	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2012 à 2019) <sup>(2)</sup>	128	4 150 US	93	3 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2012)	18	1 165 US	(4)	725 US
	<b>146</b>	<b>5 315 US</b>	<b>89</b>	<b>4 575 US</b>

<sup>(1)</sup> Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

<sup>(2)</sup> Le bénéfice net consolidé du premier trimestre de 2012 comprenait des gains réalisés nets de 7 millions de dollars (gains de 5 millions de dollars en 2011) liés à l'intérêt se rapportant aux règlements de swaps de devises.



*Sommaire des instruments financiers non dérivés*

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	31 mars 2012		31 décembre 2011	
	Valeur comptable <sup>(1)</sup>	Juste valeur <sup>(2)</sup>	Valeur comptable <sup>(1)</sup>	Juste valeur <sup>(2)</sup>
<b>Actifs financiers</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	196	196	654	654
Débiteurs et autres <sup>(3)</sup>	1 326	1 369	1 359	1 403
Actifs disponibles à la vente <sup>(3)</sup>	34	34	23	23
	<b>1 556</b>	<b>1 599</b>	<b>2 036</b>	<b>2 080</b>
<b>Passifs financiers<sup>(4)</sup></b>				
Billets à payer	1 787	1 787	1 863	1 863
Créditeurs et montants reportés <sup>(5)</sup>	1 016	1 016	1 329	1 329
Intérêts courus	360	360	365	365
Dette à long terme	18 397	23 313	18 659	23 757
Billets subordonnés de rang inférieur	998	1 031	1 016	1 027
	<b>22 558</b>	<b>27 507</b>	<b>23 232</b>	<b>28 341</b>

<sup>(1)</sup> Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2011) au titre de la dette à long terme qui est constaté à la juste valeur. Cette dette constatée à la juste valeur de façon récurrente est classée dans la catégorie de juste valeur de deuxième niveau selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> Au 31 mars 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des actifs financiers de 1 068 millions de dollars (1 094 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les débiteurs, de 33 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les autres actifs à court terme et de 259 millions de dollars (247 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les actifs incorporels et autres actifs.

<sup>(4)</sup> Le bénéfice net consolidé au premier trimestre de 2012 comprenait des pertes de 15 millions de dollars (9 millions de dollars en 2011) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 350 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2011) 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.

<sup>(5)</sup> Au 31 mars 2012, le bilan consolidé condensé comprenait des passifs financiers de 886 millions de dollars (1 192 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les créditeurs et de 130 millions de dollars (137 millions de dollars au 31 décembre 2011) dans les montants reportés.

*Sommaire des instruments financiers dérivés*

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

**31 mars 2012***(non audité)**(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	314 \$	189 \$	9 \$	19 \$
Passifs	(329)\$	(232)\$	(13)\$	(19)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	31 088	104	-	-
Ventes	29 851	76	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 476 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 <sup>(4)</sup>	(7)\$	(14)\$	6 \$	- \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 <sup>(4)</sup>	15 \$	(10)\$	9 \$	- \$
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(5)(6)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)</sup>				
Actifs	40 \$	- \$	- \$	15 \$
Passifs	(321)\$	(23)\$	(39)\$	- \$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(3)</sup>				
Achats	21 455	6	-	-
Ventes	8 704	-	-	-
En dollars US	-	-	42 US	350 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2012 <sup>(4)</sup>	(32)\$	(6)\$	- \$	1 \$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2013-2015

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

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

(3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

(4) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou 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 15 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. Au premier trimestre de 2012, la société n'a 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 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. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

**2011***(non audité)**(en millions de dollars canadiens,**sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction<sup>(1)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)(3)</sup>				
Actifs	185 \$	176 \$	3 \$	22 \$
Passifs	(192)\$	(212)\$	(14)\$	(22)\$
Valeurs nominales <sup>(3)</sup>				
Volumes <sup>(4)</sup>				
Achats	21 905	103	-	-
Ventes	21 334	82	-	-
En dollars CA	-	-	-	684
En dollars US	-	-	1 269 US	250 US
Swaps de devises	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(5)</sup>	(1)\$	(16) \$	2 \$	(1) \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(5)</sup>	(1)\$	(26) \$	21 \$	1 \$
Dates d'échéance	2012-2016	2012-2016	2012	2012-2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(6)(7)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(2)(3)</sup>				
Actifs	16 \$	3 \$	- \$	13 \$
Passifs	(277)\$	(22)\$	(38)\$	(1)\$
Valeurs nominales <sup>(3)</sup>				
Volumes <sup>(4)</sup>				
Achats	17 188	8	-	-
Ventes	8 061	-	-	-
En dollars US	-	-	73 US	600 US
Swaps de devises	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre clos le 31 mars 2011 <sup>(5)</sup>	(43)\$	(3)\$	-\$	(1)\$
Dates d'échéance	2012-2017	2012-2013	2012-2014	2012-2015

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

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

(3) Au 31 décembre 2011.

(4) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.

(5) Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture de flux de trésorerie est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs ou 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 13 millions de dollars et

une valeur nominale de 350 millions de dollars US au 31 décembre 2011. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2011, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2011, la société n'a 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 2011, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

## Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	31 mars 2012	31 décembre 2011
<b>À court terme</b>		
Autres actifs à court terme	503	361
Créditeurs	(607)	(485)
<b>À long terme</b>		
Actifs incorporels et autres actifs	263	202
Montants reportés	(403)	(349)

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

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

Trimestres clos les 31 mars <i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)</i>	Couvertures de flux de trésorerie							
	Électricité		Gaz Naturel		Change		Intérêt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(66)	(55)	(10)	(11)	(3)	(6)	-	-
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	47	34	13	28	-	-	6	9
Pertes sur les instruments dérivés constatées dans le bénéfice (partie inefficace)	(6)	(2)	(2)	(1)	-	-	-	-

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des assurances financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative. Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 mars 2012, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était est de 110 millions de dollars (86 millions de dollars en 2011), et la société a fourni à ce titre des garanties de 53 millions de dollars (3 millions de dollars en 2011) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats étaient déclenchées au 31 mars 2012, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 57 millions de dollars (83 millions de dollars en 2011). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel. La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme

d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

### **Hierarchie de la juste valeur**

Les actifs et les passifs de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt compris dans les actifs et les passifs inclus dans le deuxième niveau est déterminée selon l'approche bénéfices. La juste valeur des produits de base pour l'électricité et le gaz compris dans les actifs et les passifs est déterminée selon l'approche marché. Selon ces deux approches, l'évaluation est fondée sur une extrapolation des données, autres que les prix cotés inclus dans le premier niveau, pour lesquelles toutes les données sont observables directement ou indirectement. Ces données comprennent les taux de change publiés, les taux d'intérêt, les courbes des swaps de taux d'intérêt, les courbes de rendement et les prix indiqués par les fournisseurs externes de services de données. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le premier niveau et le deuxième niveau auraient lieu. Pour le premier trimestre de 2012 et de 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le troisième niveau évaluée de façon récurrente est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le deuxième niveau et le troisième niveau selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du troisième niveau au deuxième niveau. Pour le premier trimestre de 2012 et de 2011, il n'y a eu aucun transfert entre le deuxième niveau et le troisième niveau.

Les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés à faible liquidité sont incluses dans le troisième niveau de la hiérarchie de la juste valeur, puisque les prix des produits de base connexes ne sont pas facilement observables. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les caractéristiques d'exploitation des installations de production dans les marchés sur lesquels la société est présente. Les données du modèle comprennent les mécanismes principaux du marché tels que les prix du combustible, les ajouts et les retraits à l'alimentation en énergie, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes de transport. À long terme, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont fondés sur une perspective de l'offre et de la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. La direction et le conseil d'administration passent périodiquement en revue les prix à long terme. Une baisse marquée des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou une augmentation de l'offre d'électricité ou de gaz naturel donnerait lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le troisième niveau.

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

	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)		Autres données importantes observables (deuxième niveau)		Données importantes non observables (troisième niveau)		Total	
	Mars 31 2012	Déc. 31 2011	Mars 31 2012	Déc. 31 2011	Mars 31 2012	Déc. 31 2011	Mars 31 2012	Déc. 31 2011
<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)</i>								
Actifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	34	36	-	-	34	36
Contrats de change	-	-	187	141	-	-	187	141
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	337	201	-	-	337	201
Contrats sur produits de base pour le gaz	136	124	50	55	-	-	186	179
Passifs liés aux instruments financiers dérivés :								
Contrats sur taux d'intérêt	-	-	(19)	(23)	-	-	(19)	(23)
Contrats de change	-	-	(84)	(102)	-	-	(84)	(102)
Contrats sur produits de base pour l'électricité	-	-	(621)	(454)	(11)	(15)	(632)	(469)
Contrats sur produits de base pour le gaz	(228)	(208)	(25)	(26)	-	-	(253)	(234)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	34	23	-	-	-	-	34	23
	(58)	(61)	(141)	(172)	(11)	(15)	(210)	(248)

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

Trimestres clos les 31 mars <i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)</i>	Instruments dérivés <sup>(1)(2)</sup>	
	2012	2011
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier	(15)	(8)
Nouveaux contrats	-	1
Total des gains ou pertes inclus dans les autres éléments du résultat étendu	4	(6)
Solde au 31 mars	(11)	(13)

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

(2) Au 31 mars 2012, il n'y avait aucun gain non réalisé ni aucune perte non réalisée inclus dans le bénéfice net attribuable à des instruments dérivés toujours détenus à la date du bilan (néant en 2011).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse ou à une hausse de 10 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 mars 2012.

## 8. Éventualités et garanties

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

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.

Pour ce qui est de 2012, TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant 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 2012 ne devrait être remboursé.

### **CAE de Sundance A**

L'audience d'arbitrage du différend engendré par les allégations de force majeure et destruction économique à Sundance A a commencé le 9 avril 2012 et devrait prendre fin en mai 2012. TransCanada s'attend à une décision vers le milieu de 2012.

TransCanada a continué de constater les produits et les coûts, car elle considère qu'il s'agit d'une interruption de l'approvisionnement conformément aux modalités de la CAE. La société ne croit pas que les allégations du propriétaire répondent aux critères de force majeure ou de destruction stipulés dans la CAE, aussi a-t-elle inscrit un bénéfice avant impôts de 30 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2012 et de 188 millions de dollars depuis le début de l'interruption. Le résultat de tout processus d'arbitrage n'est jamais certain.

TransCanada est cependant d'avis que le différend sera réglé en sa faveur. La société prévoit que la valeur comptable non amortie au 31 mars 2012, soit 74 millions de dollars relativement à la CAE de Sundance A figurant dans les actifs incorporels et autres actifs, demeure entièrement récupérable aux termes de la CAE, quel que soit le résultat du processus d'arbitrage.

### **Garanties**

TransCanada et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de 2018 à perpétuité. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Les garanties échoient en 2018 et 2019. La quote-part de TransCanada du risque éventuel découlant des garanties de Bruce A et de Bruce B était évaluée à 831 millions de dollars au 31 mars 2012. La juste valeur de ces garanties de Bruce Power au 31 mars 2012 est évaluée à 30 millions de dollars. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement, (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 mars 2012, la quote-part estimative de TransCanada à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 136 millions de dollars à un maximum de 494 millions de dollars. La juste valeur de ces garanties était évaluée à 80 millions de dollars au 31 mars 2012 et elle a été incluse dans les montants reportés. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.