

## ANNEXE 51-102A4

### DÉCLARATION D'ACQUISITION D'ENTREPRISE

#### RUBRIQUE 1 IDENTIFICATION DE LA SOCIÉTÉ

##### 1.1 Nom et adresse de la société

Fortis Inc. (*Fortis* ou la *société*)  
Bureau 1201, 139, rue Water  
St. John's, Terre-Neuve et Labrador A1B 3T2

##### 1.2 Membre de la haute direction

Le haut dirigeant de Fortis qui est bien renseigné à propos de l'acquisition significative et de cette déclaration :

Barry V. Perry  
Vice-président, finances et chef de la direction des finances  
(709) 737-2800

#### RUBRIQUE 2 DÉTAIL DE L'ACQUISITION

##### 2.1 Nature de l'entreprise acquise

Terasen Inc. (*Terasen*) est une société de portefeuille dont le siège social se trouve à Vancouver, Colombie-Britannique et qui exploite avec des filiales l'entreprise de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique. L'entreprise de distribution de gaz naturel de Terasen est l'une des plus importantes au Canada. Comptant plus de 900 000 clients dans 125 communautés, les filiales de Terasen offrent le service à plus de 95 % des clients du gaz en Colombie-Britannique. Son territoire de desserte s'étend depuis Vancouver jusqu'à la vallée de Fraser, la région intérieure de la Colombie-Britannique, les régions le long de la Sunshine Coast, ainsi que Whistler, Squamish et l'Île de Vancouver. Dans le cadre de la réorganisation de ses activités avant la clôture de l'acquisition, Terasen a cédé ses actifs de transport de pétrole qui faisaient auparavant partie de son entreprise, pour ne laisser que l'entreprise de distribution de gaz exploitée par Terasen Gas (selon la définition ci-dessous) (la *réorganisation pré-clôture*).

L'entreprise de distribution de gaz naturel est exploitée par Terasen Gas Inc. (*TGI*), Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (*TGVI*) et Terasen Gas (Whistler) Inc. (*TGWI*). Terasen détient également une participation de 30 % dans CustomerWorks Limited Partnership (*CWP*). *CWP* est une entreprise de services partagés non réglementée exploitée en partenariat avec Enbridge Inc. (*Enbridge*) qui fournit des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture de compteurs, de facturation, de crédit, de soutien et de perception principalement à l'exploitation de distribution de gaz naturel de Terasen Gas (selon la définition ci-dessous) et de Enbridge Gas Inc. (*Enbridge Gas*). *CWP* donne ces services en sous-traitance à une société qui appartient et est exploitée par Accenture Inc. (*Accenture*). Dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise, *TGI*, *TGVI*, *TGWI* ET *CWP* sont collectivement désignées Terasen Gas.

Une description détaillée de l'entreprise de Terasen apparait à l'Annexe A de la présente déclaration.

## **2.2 Date de l'acquisition**

Le 17 mai 2007.

## **2.3 Contrepartie**

Le 17 mai 2007, Fortis a complété l'acquisition (*l'acquisition*) de toutes les actions émises et en circulation de Terasen, anciennement une filiale en propriété exclusive de Kinder Morgan, Inc. (*Kinder Morgan*) moyennant une contrepartie globale de 3,7 milliards de dollars, consistant à environ 1,24 milliard de dollars en espèces (le *prix d'acquisition au comptant*) et la prise en charge d'environ 2,46 milliards de dollars de la dette consolidée de Terasen.

Fortis a financé une partie importante du prix d'acquisition au comptant à l'aide d'un appel public à l'épargne de 44 275 000 reçus de souscription (les *reçus de souscription*) pour un produit brut de 1 151 150 000 \$ qui s'est terminé le 15 mars 2007. Suite à la clôture de l'acquisition qui a eu lieu le 17 mai 2007, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés pour des actions ordinaires (les *actions ordinaires*) de Fortis et les porteurs de reçus de souscription ont alors reçu, sans paiement d'une contrepartie additionnelle, une action ordinaire de Fortis pour chaque reçu de souscription ainsi qu'un montant en espèces de 0,21 \$ par reçu de souscription, montant équivalent aux dividendes du deuxième trimestre déclarés par Fortis sur les actions ordinaires. Fortis a financé le reste du prix d'achat au comptant de l'acquisition en prélevant environ 125 millions de dollars à même ses facilités de crédit existantes.

## **2.4 Effet sur la situation financière**

À l'heure actuelle, Fortis n'a pas de projet de changement important dans les activités de Terasen Inc. qui pourrait avoir un effet significatif sur les résultats d'exploitation et la situation financière de Fortis.

## **2.5 Évaluations antérieures**

Sans objet.

## **2.6 Parties à l'opération**

L'acquisition n'est pas une opération qui est faite avec une personne informée, une personne ayant des liens avec Fortis ou un membre du même groupe que celle-ci (selon les définitions données à ces termes au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue).

## **2.7 Date de la déclaration**

Le 13 juin 2007.

## **RUBRIQUE 3 ÉTATS FINANCIERS**

Les états financiers et rapports de gestion suivants sont intégrés à la présente déclaration d'acquisition d'entreprise à titre d'annexes.

**Annexe B**

Etats financiers consolidés vérifiés de Terasen aux 31 décembre 2006 et 2005 et rapport des vérificateurs s'y rapportant.

**Annexe C**

États financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

**Annexe D**

États financiers consolidés pro forma non vérifiés de Fortis au 31 mars 2007 et pour le trimestre terminé à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

**Annexe E**

Rapport de gestion de Terasen pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

**Annexe F**

Rapport de gestion intermédiaire de Terasen pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

Daté du 13<sup>e</sup> jour de juin 2007.

par : (signé) Barry V. Perry  
Barry V. Perry  
Vice-président, finances et chef de la  
direction des finances

## REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente déclaration d'acquisition d'entreprise contient des énoncés prospectifs reflétant les attentes de la direction au sujet de la croissance, des résultats d'exploitation, du rendement et des perspectives et occasions commerciales futurs de la société. Chaque fois que cela est possible, des mots comme *prévoit*, *croit*, *s'attend*, *entend* et des expressions similaires ont été utilisés pour identifier ces énoncés prospectifs. De tels énoncés reflètent les convictions actuelles de la direction de la société et sont fondés sur les renseignements actuellement à la portée de celle-ci. Les énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses considérables. Par suite de divers facteurs, les résultats, le rendement ou les réalisations réels pourraient différer considérablement des résultats commentés ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs. Ces facteurs devraient être étudiés attentivement, et les épargnants éventuels ne devraient pas accorder une importance indue aux énoncés prospectifs. Bien que les énoncés prospectifs contenus dans la déclaration d'acquisition d'entreprise soient fondés sur ce que la direction croit être des hypothèses raisonnables, la société ne peut assurer aux acquéreurs éventuels que les résultats réels seront compatibles avec ces énoncés prospectifs. De tels énoncés prospectifs sont formulés à la date de la déclaration d'acquisition d'entreprise, et la société n'assume aucune obligation de les mettre à jour ou de les réviser pour refléter de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances.

## ANNEXE A

### LES ENTREPRISES ACQUISES

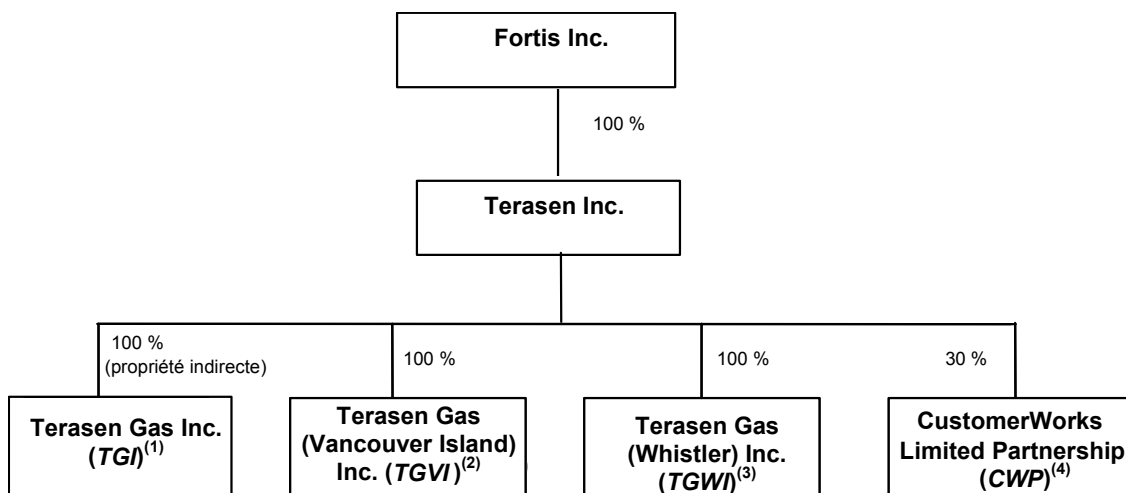
#### **Terasen Inc.**

Terasen est une société de portefeuille dont le siège social se trouve à Vancouver, en Colombie-Britannique, et qui exploite l'entreprise de distribution de gaz naturel. Terasen a été constituée le 15 août 1985 en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Company Act*, qui est venue remplacer la loi de cette province *Business Corporations Act*. Le 25 avril 2003, sa dénomination, qui était BC Gas Inc., a été changée pour Terasen Inc. Terasen emploie environ 20 personnes, principalement aux niveaux des finances, de la fiscalité et dans le contentieux. Pour plus de renseignements sur Terasen, il y a lieu de consulter les états financiers consolidés vérifiés de Terasen pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 (les *états financiers annuels de Terasen*) et le rapport de gestion s'y rapportant, ainsi que les états financiers consolidés non vérifiés de Terasen pour les périodes de trois mois terminées le 31 mars 2007 et le 31 mars 2006 (les *états financiers intermédiaires de Terasen*) et le rapport de gestion s'y rapportant, qui sont inclus dans la présente déclaration d'acquisition d'entreprise.

Dans le cadre de la réorganisation de ses activités avant la clôture de l'acquisition, Terasen Inc. a été tenue de céder ses actifs de transport de pétrole. Relativement à cette session, le 16 février 2007, Terasen Inc. s'est fusionnée avec Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc., anciennement une filiale en propriété exclusive de Terasen Inc., et 0731297 Be Ltd., une société de portefeuille anciennement la société mère directe de Terasen Inc., avec la société fusionnée poursuivant ses activités sous le nom « Terasen Inc. ». C'est la société fusionnée qui est représentée dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen Inc. au 31 mars 2007 et pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006. Après la fusion, Terasen Inc. continue de détenir les activités de distribution de gaz exploitées par ses filiales.

Par suite de cette fusion, les états financiers consolidés de Terasen Inc. au 31 décembre 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 ne reflètent pas la même entité que les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 mars 2007 et pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006 relatifs à la société fusionnée et ne sont pas directement comparables à ces derniers. L'incidence de la fusion est décrite plus amplement à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen Inc. à la page C-6 de l'Annexe C et à la note 2(o) des états financiers pro forma de Fortis à la page D-10 de l'Annexe D.

Le tableau suivant présente les principales filiales de Terasen suite à la clôture de l'acquisition.



- 
- 1) Terasen Gas Inc. fournit des services de distribution de gaz à environ 735 000 clients résidentiels et à 82 000 clients commerciaux et industriels dans un territoire de desserte allant de Vancouver à la vallée du Fraser et à l'intérieur de la Colombie-Britannique.
  - 2) Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. est propriétaire d'un réseau combiné de distribution et de transport et sert quelque 88 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels le long de la Sunshine Coast et dans diverses localités sur l'île de Vancouver, y compris Victoria et les régions avoisinantes.
  - 3) Terasen Gas (Whistler) Inc. est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de propane dans la région de Whistler, en Colombie-Britannique, et assure les services à environ 2 400 clients résidentiels et commerciaux.
  - 4) CustomerWorks Limited Partnership est une entreprise de services partagés non réglementée exploitée en partenariat avec Enbridge Inc. qui fournit des services de personne-ressource au service à la clientèle, de lecture des compteurs, de facturation, de crédit, de soutien et de perception principalement à l'exploitation de distribution de gaz naturel de Terasen et d'Enbridge Gas Inc.

## Territoire de desserte de Terasen Gas

Terasen Gas est l'une des plus importantes entreprises de distribution de gaz naturel au Canada. Comptant plus de 900 000 clients dans 125 localités, Terasen Gas offre le service à plus de 95 % des clients du gaz en Colombie-Britannique. Son territoire de desserte s'étend depuis Vancouver jusqu'à la vallée de Fraser, la région intérieure de la Colombie-Britannique, les régions le long de la Sunshine Coast, ainsi que Whistler, Squamish et l'île de Vancouver.

### Terasen Gas Inc.

TGI fournit des services à plus de 100 localités en Colombie-Britannique et dessert un territoire dont la population est évaluée à environ 4 000 000 de personnes. En date du 31 décembre 2006, TGI et ses filiales avaient transporté et distribué du gaz naturel à environ 735 000 clients résidentiels et 82 000 clients commerciaux et industriels, soit quelque 87 % des usagers du gaz naturel en Colombie-Britannique. Le territoire de desserte de TGI s'étend de Vancouver jusqu'à la vallée du Fraser et à la région intérieure de la Colombie-Britannique. Les activités de transport et de distribution sont menées en vertu de lois et de conventions de concession ou de conventions d'exploitation qui donnent le droit de faire affaire dans les municipalités ou les régions desservies. TGI est réglementée par la British Columbia Utilities Commission (BCUC). La base tarifaire moyenne de TGI autorisée par la BCUC pour 2007 totalise environ 2 474 millions de dollars.

TGI offre des services de distribution de gaz naturel aux clients résidentiels et aux petites entreprises commerciales et clients du chauffage industriel habituellement sans contrat, les services généraux fournis servant de fondement aux montants facturés aux clients. Les services que reçoivent les clients commerciaux et industriels de plus grande taille sont en général établis par contrat.

En date du 31 décembre 2006, 18 700 clients commerciaux et industriels avaient pris des arrangements pour une partie ou la totalité de leur propre approvisionnement en gaz et avaient utilisé les services de transport de TGI pour la livraison. Compte non tenu des déplacements qui se produisent à la longue entre l'approvisionnement auprès des entreprises de services publics et les achats directs, ces changements n'ont pas d'incidence sur le bénéfice de TGI puisque les marges de celle-ci restent essentiellement inchangées, peu importe si les clients choisissent d'acheter du gaz à TGI ou de conclure leurs propres arrangements d'approvisionnement en gaz. Les clients qui assurent leur propre approvisionnement en gaz réduisent en effet le risque de crédit assumé par TGI. Voir la rubrique *Dégrouperment* ci-dessous.

Parmi les clients industriels de TGI, environ 150 reçoivent des services interruptibles. La plupart de ces clients peuvent opter pour des carburants de remplacement. Parmi les diverses industries qui composent le marché industriel de TGI, les industries des pâtes et papiers et des produits du bois combinées comptent pour environ 47 % de la consommation totale du réseau. Toutes les autres industries représentent individuellement moins de 10 % de la consommation totale.

### **Conventions d'achat de gaz**

Afin d'acquérir des ressources d'approvisionnement pour assurer des livraisons fiables de gaz naturel à ses clients, TGI achète son approvisionnement à un groupe choisi de producteurs, de fournisseurs et de négociants en respectant des normes strictes quant à la solvabilité des contreparties et en établissant des procédures en matière d'exécution et de gestion contractuelles. TGI conclut des contrats visant environ 140 pétajoules (*PJ*) de charge maximum et d'approvisionnement saisonnier, desquels 95 PJ sont livrés par le réseau Spectra Energy Gas Transmission (le *réseau pipelinier Spectra*) et 25 PJ sont constitués de l'approvisionnement tiré de l'Alberta, lequel est livré en Colombie-Britannique par les réseaux de TransCanada Pipelines Limited (*TransCanada*) en Alberta et en Colombie-Britannique. Les autres 20 pétajoules de charge maximum et d'approvisionnement saisonnier proviennent de Sumas, en Colombie-Britannique. La durée de la plupart des contrats d'approvisionnement actuels qui composent le portefeuille de contrats est de un an ou moins, à l'exception d'un contrat à long terme qui vient à échéance en octobre 2009. Pour recouvrer ses coûts, TGI obtient de la BCUC l'approbation préalable du débit de gaz pour les contrats d'approvisionnement qu'elle se propose de conclure.

### **Accords d'écrêtement des pointes**

TGI intègre des installations d'écrêtement des pointes et de stockage de gaz dans son portefeuille afin (i) de gérer le facteur de charge des contrats d'approvisionnement à charge minimum durant toute l'année, (ii) d'éliminer le risque de pénurie d'approvisionnement durant une journée où le débit est au maximum, (iii) de réduire le coût du gaz pendant les mois d'hiver, (iv) d'équilibrer l'offre et la demande quotidiennes sur le réseau de distribution et (v) compléter ses sources de charges maximum aux périodes où la demande en gaz naturel est plus forte. Les biens et les contrats relatifs à l'écrêtement des pointes et au stockage de TGI pour 2007 incluent jusqu'à 30 PJ de capacité de stockage à divers endroits à travers la Colombie-Britannique, l'Alberta et la région du nord-ouest du Pacifique, aux États-Unis. Ces installations peuvent livrer un débit quotidien maximum de 585 TJ sur une base combinée.

## **Dégroupement**

Au cours des dernières années, TGI, la BCUC et diverses parties concernées ont préparé l'introduction du dégroupement du gaz naturel. En date du 1<sup>er</sup> novembre 2004, les clients commerciaux de TGI sont devenus admissibles à acheter leur approvisionnement en gaz naturel directement à des tiers fournisseurs. TGI continue d'offrir la livraison du gaz naturel. Environ 79 000 clients commerciaux sont admissibles à participer au dégroupement du gaz.

Le 14 août 2006, la BCUC a rendu une décision ouvrant à la concurrence une partie du marché du gaz naturel à l'intention des résidences en Colombie-Britannique, permettant aux propriétaires de signer des contrats à prix fixes à long terme pour le gaz naturel avec des sociétés autres que TGI. La décision de la BCUC a été rendue en réponse à une proposition de TGI déposée auprès de la BCUC le 18 avril 2006 et après plusieurs semaines d'audiences publiques et de soumissions de TGI, des négociants en gaz naturel et des intervenants. Par suite de la décision de la BCUC, des sociétés indépendantes de commercialisation, connues comme des négociants en gaz, seront autorisées à commencer à offrir des contrats à prix fixes à long terme de gaz naturel pendant une période allant d'un an à cinq ans, à compter de mai 2007. TGI continuera de livrer le gaz au client final en facturant les livraisons et en fournissant tous les services, notamment de facturation, à l'ensemble des clients.

Le choix des fournisseurs de gaz naturel sera seulement à la portée des clients résidentiels de TGI dans les basses-terres continentales et la région de l'intérieur de la Colombie-Britannique, mais il ne sera pas offert à l'île de Vancouver, à la Sunshine Coast, à Powell River ou à Whistler. L'ouverture à la concurrence du marché du gaz naturel pour les clients résidentiels en Colombie-Britannique n'a pas d'incidence sur le bénéfice de TGI puisque les marges de celle-ci demeurent sensiblement les mêmes, que les clients choisissent ou non d'acheter le gaz naturel à TGI ou d'obtenir leur propre approvisionnement.

## **Services de transport**

TGI dessert la région du grand Vancouver et la vallée du Fraser grâce à un réseau de transport et de distribution raccordé au réseau pipelinier Spectra près de Huntingdon, en Colombie-Britannique. Ce réseau de transport approvisionne également TGI en gaz pour la livraison à la Sunshine Coast, à l'île de Vancouver et à Squamish, en Colombie-Britannique. De plus, TGI est reliée au pipeline de Northwest à Huntingdon pour faciliter le déplacement du gaz au nord et au sud.

Dans la région intérieure de la Colombie-Britannique, TGI dessert des municipalités dotées de nombreux branchements au réseau pipelinier Spectra. Les localités de la région East Kootenay, en Colombie-Britannique, sont desservies au moyen de branchements avec le réseau de TransCanada en Colombie-Britannique. TGI est reliée au réseau de TransCanada en Colombie-Britannique grâce à son réseau Southern Crossing entre Yahk et Oliver. TGI exploite également un réseau de distribution de propane à Revelstoke, en Colombie-Britannique.

De plus, TGI fournit les services de transport à haute pression aux clients, comme TGI, qui transportent du gaz naturel depuis le réseau pipelinier Spectra ou le réseau de TransCanada sur le réseau de TGI jusqu'aux propres installations des clients. Les tarifs de transport sur le réseau pipelinier Spectra et le réseau de TransCanada sont réglementés par l'Office national de l'énergie. TGI paie à la fois des frais fixes et variables pour l'utilisation des pipelines, lesquels sont recouverts grâce aux tarifs payés par ses clients.



## **Propriétés**

Au 31 décembre 2006, TGI possédait des pipelines de transport de gaz naturel sur environ 2 400 kilomètres et des pipelines de distribution de gaz naturel sur quelque 36 400 kilomètres. En plus des pipelines, TGI possède des propriétés et de l'équipement utilisés dans des ateliers d'entretien, des entrepôts et des postes de comptage et de régulation, ainsi qu'un établissement principal à Surrey, en Colombie-Britannique.

## **Titres de propriété**

Les pipelines de TGI sont pour la plupart construits sous des autoroutes et des rues conformément à des permis ou à des ordonnances des autorités concernées, des contrats de franchise ou d'exploitation conclus avec des municipalités et des droits de passage détenus directement par la British Columbia Hydro & Power Authority (*BC Hydro*) ou conjointement avec celle-ci. Les installations de compression et les postes de régulation importants sont situés sur des terrains en propriété absolue, des terrains visés par des droits de passage détenus par TGI ou des terrains en propriété commune avec BC Hydro.

## **Conventions de concession et d'exploitation**

TGI détient actuellement des conventions de concession ou d'exploitation passées avec toutes les municipalités constituées dans lesquelles elle distribue du gaz dans le territoire de desserte de la région du grand Vancouver et de la vallée du Fraser, sauf Richmond, en Colombie-Britannique, et avec la plupart des municipalités constituées dans lesquelles elle distribue du gaz dans la région de l'intérieur de la Colombie-Britannique. TGI a le droit de servir tous les utilisateurs finals dans son territoire de desserte conformément à ces conventions d'exploitation. Les durées des conventions d'exploitation sont comprises entre 10 ans et 21 ans lorsqu'à terme fixe, sinon elles ne viendront à échéance que si les deux parties y consentent.

Environ le quart des conventions relatives à la région intérieure de la Colombie-Britannique a toujours contenu une disposition permettant à la municipalité d'acheter le réseau de distribution à la fin de la durée de la convention. Certaines de ces conventions ont pris fin, et TGI a négocié ou est actuellement en voie de négocier des renouvellements des prolongations d'autres conventions aux termes desquelles elle conclut un arrangement dans le cadre duquel la municipalité pertinente loue l'actif de distribution de gaz de TGI situé dans les limites de son territoire pour une durée de 35 ans en contrepartie d'un paiement initial au comptant qu'elle verse à TGI. TGI conclut à son tour avec la municipalité un contrat de location-exploitation de 17 ans dans le cadre duquel TGI exploite l'actif de distribution de gaz et a l'option de résilier la location de l'actif à la municipalité à la fin de la durée de 17 ans contre un paiement à la municipalité équivalant à la portion non amortie du loyer payé initialement par anticipation par la municipalité. En date du 31 décembre 2006, TGI avait conclu de tels arrangements ayant une valeur totale d'environ 153 millions de dollars.

## **Programme d'immobilisations**

Les besoins en revenu de TGI pour 2007 approuvés par la BCUC comprennent des dépenses en immobilisations annuelles de 129,7 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations portant sur la croissance du nombre de clients représentent quelque 22 % des prévisions budgétaires des immobilisations annuelles, tandis que le solde porte sur l'amélioration des immobilisations, leur remplacement et le prolongement de leur durée.

## **Exploitation**

Dans le cadre de sa convention tarifaire pluriannuelle axée sur le rendement (*TAR*), TGI doit atteindre plusieurs cibles de qualité du service. Ces mesures cibles comprennent des indicateurs sur le délai d'intervention en cas d'urgence, la rapidité de la réponse aux appels, l'intégrité du système, la satisfaction de la clientèle, la fixation des rendez-vous pour le changement des compteurs, le nombre de plaintes des clients adressées à la BCUC et divers rajustements portant sur les périodes antérieures. L'exploitation de TGI atteint ou dépasse ces mesures cibles.

## **Environnement**

Afin de réduire les incidences de son exploitation sur l'environnement, TGI a établi un système de gestion de l'environnement dont le cadre, les fins et les objectifs visent à satisfaire à la norme internationale ISO 14001. L'exploitation de TGI a respecté ou dépassé les normes de réglementation et les exigences en matière de protection de l'environnement.

TGI participe activement au programme canadien Mesures volontaires et Registre (*MVR*) et à son programme successeur, le registre défi-climat Canadien GES. Pendant sept années consécutives, MVR a décerné à TGI le statut de rapporteur de niveau or en reconnaissance de ses efforts relatifs à la gestion et à la réduction des émissions des gaz à effet de serre. TGI a reçu la récompense de leadership MVR en 2001 et en 2003, devenant ainsi la seule société de son secteur ayant obtenu deux fois cette distinction. Le classement de MVR tient compte des efforts de TGI déployés pour l'élaboration de mesures précises et l'établissement volontaire d'objectifs de réduction.

## **Personnel**

Au 31 mars 2007, TGI employait environ 1 100 personnes en équivalent temps plein. Son personnel syndiqué est représenté par le Syndicat des employés professionnels et de bureau international (*SEPBI*) et par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (*FIOE*). La convention collective avec la FIOE viendra à échéance le 31 mars 2011. Celle conclue avec la SEPBI est échue depuis le 31 mars 2007. TGI et SEPBI ont récemment conclu une convention collective de cinq ans qui devra être entérinée par les syndiqués en juin 2007.

## **Cotisation fiscale**

TGI a reçu un avis de cotisation daté du 31 juillet 2006 de la British Columbia Social Service Tax authority (*l'autorité fiscale de la C.-B.*) pour le paiement d'une taxe de vente provinciale additionnelle et de l'intérêt au montant de 37,1 millions de dollars sur le pipeline Southern Crossing dont la construction a été terminée en 2000 (*la cotisation*). En octobre 2006, TGI a versé un paiement de 10 millions de dollars dans l'attente de son appel de la cotisation en tant que paiement de bonne foi en vue de devancer une ordonnance de l'autorité fiscale de la C.-B. exigeant un paiement ou une garantie intégral. Le 26 octobre 2006, TGI a produit une opposition à la cotisation auprès de l'autorité fiscale de la C.-B. La BCUC a permis à TGI un traitement de report réglementaire de l'ordre de 10 millions de dollars dans l'attente du règlement de son opposition à la cotisation. Le 26 mars 2007, le ministre de la petite entreprise et du revenu et le ministre responsable de la réforme réglementaire de Colombie-Britannique (*le ministre*) a rendu une décision réduisant le montant de la cotisation à 7 millions de dollars. La loi intitulée *Social Service Tax Act (British Columbia)* autorise un appel de la décision du ministre devant les tribunaux, recours qui doit être exercé dans les 90 jours suivants la décision du ministre. TGI soupèse ses options quant à la procédure d'appel.

## **Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.**

TGVI est propriétaire et exploitante du pipeline de transport de gaz naturel depuis la région du grand Vancouver à travers le détroit de Georgia jusqu'à l'île de Vancouver et du réseau de distribution sur l'île de Vancouver et le long de la Sunshine Coast (Colombie-Britannique). TGVI s'appuie sur la convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver, tel qu'il est commenté plus en détail ci-dessous.

TGVI et ses sociétés devancières sont en exploitation depuis près de 15 ans. Son réseau combiné est constitué de pipelines de transport de gaz naturel sur quelque 615 kilomètres et de canalisations principales de distribution sur 3 250 kilomètres. Le réseau combiné a une capacité de débit prévue de 144 millions de pieds cubes par jour (155 TJ par jour). TGVI sert à peu près 88 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels le long de la Sunshine Coast et dans diverses localités sur l'île de Vancouver, y compris Victoria et les régions avoisinantes. Les plus importants clients de TGVI sont la coentreprise de gaz de l'île de Vancouver, qui représente sept grandes usines de pâtes et papiers sur l'île de Vancouver et la Sunshine Coast, et l'installation de cogénération d'électricité alimentée au gaz et exploitée à contrat de BC Hydro à Elk Falls, sur l'île de Vancouver. En 2006, TGVI a livré environ 27,7 PJ de gaz grâce à son réseau. La base tarifaire moyenne de TGVI approuvée par la BCUC pour 2007 s'établit à quelque 482 millions de dollars.

L'approvisionnement en gaz naturel de TGVI est transporté au moyen du réseau pipelinier de TGI. Tout le gaz naturel que reçoit TGVI provient de cette seule source dans la région continentale et dépend de l'utilisation de deux pipelines de transport sous-marin à haute pression.

### ***Convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver***

La canalisation de transport à destination de l'île de Vancouver et les réseaux de distribution sur cette île qui appartiennent actuellement à TGVI ont été initialement construits entre 1989 et 1991 grâce au soutien financier accordé par les autorités gouvernementales provinciales et fédérales qui incluait des contributions remboursables totales de 75 millions de dollars de ces autorités (les *contributions remboursables*). En décembre 1995, les arrangements de soutien financier avec les autorités gouvernementales ont été restructurés aux termes de plusieurs conventions, y compris la convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver (*CPGNIV*) intervenue entre les sociétés remplacées par Terasen et TGVI, d'une part, et la province de la Colombie-Britannique (la *province*) d'autre part.

Aux termes de la CPGNIV, dont la durée se termine le 31 décembre 2011, la province a convenu d'accorder à TGVI un soutien financier sous forme de redevances de gaz sur les volumes réputés fixés du gaz naturel transporté grâce au pipeline sur l'île de Vancouver de 1996 à 2011, ce qui diminue le coût du gaz acheté de quelque 40 %. Le paiement de redevance constaté en 2006 s'est établi à environ 36,3 millions de dollars.

En retour, aux termes de la CPGNIV, Terasen doit fournir un soutien financier jusqu'à concurrence de 120 millions de dollars pendant la période allant de 1996 à 2011 pour financer le montant en capital des insuffisances de revenus subies par TGVI. Les insuffisances de revenus annuelles correspondent à la différence entre le coût du service approuvé et les revenus réellement reçus. Ce financement peut être sous forme de souscription de titres de catégorie A (actions privilégiées rachetables de TGVI) ou de titres de catégorie B (billets à ordre émis par TGVI) (les *titres de catégorie B*), tel qu'en décide la BCUC.

Avant 2003, comme les taux que TGVI demandait à ses clients étaient insuffisants pour lui permettre de recouvrer son coût total du service, les revenus tirés des ventes et du transport du gaz

naturel se soldaient par une insuffisance de revenus annuelle. Terasen et l'ancien actionnaire de TGVI finançaient ces insuffisances de revenus annuelles conformément à la CPGNIV. Les insuffisances de revenus annuelles totales étaient financées à l'aide de titres de catégorie B portant intérêt à un taux de 275 points de base au-dessus du taux applicable des obligations du Canada sur cinq ans. L'insuffisance de revenus accumulée parce que les revenus totaux sont inférieurs au coût du service a été constatée dans un compte de report de l'insuffisance des revenus (le *CRIR*). Depuis 2003, les revenus annuels totaux ont excédé le coût intégral du service et ont donc permis à TGVI d'avoir des revenus excédentaires. Les revenus excédentaires servent en partie à rembourser progressivement le solde du CRIR, ainsi qu'à payer l'intérêt sur les titres de catégorie B décrits ci-dessus. La BCUC a reçu des directives d'inclure un montant dans le coût du service pour amortir le solde du CRIR sur la plus courte période raisonnablement possible, compte tenu des sources énergétiques concurrentielles et de l'opportunité de taux raisonnables. En date du 31 décembre 2006, TGVI avait des titres de catégorie B émis et en circulation pour environ 48,7 millions de dollars.

Dans le cadre de la restructuration de décembre 1995 commentée ci-dessus et au moment de la conclusion de la CPGNIV, la société remplacée par TGVI a conclu la convention du pipeline d'énergie sur la côte du Pacifique (la *CPECP*) avec le gouvernement du Canada et la province, qui a prévu le mécanisme de remboursement des contributions remboursables de 75 millions de dollars dues aux autorités gouvernementales fédérales et provinciales. La CPECP stipule des remboursements prévus, mais envisage également des paiements par anticipation antérieurs non prévus dans certaines circonstances. Les remboursements des contributions remboursables de 75 millions de dollars servent à augmenter la base tarifaire à raison d'un dollar pour un dollar.

### ***Convention de services de transport de la coentreprise de gaz de l'île de Vancouver***

TGVI fournit des services de transport du gaz aux sept usines de pâtes et papiers en vertu d'une convention de services de transport de la coentreprise de gaz de l'île de Vancouver conclue à long terme qui a été modifiée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2005 pour être prolongée de deux ans au-delà de la période de renouvellement initiale jusqu'au 31 décembre 2012. Le volume quotidien maximum de transport ferme aux termes de la convention était de 20 TJ par jours en 2005. En 2006, le volume quotidien maximum est passé à 12,5 TJ par jour et a été réduit par la suite le 1<sup>er</sup> avril 2007 à 9,1 TJ par jour pour le reste de la période de renouvellement. Le volume engagé peut être réduit à 8 TJ moyennant un avis de douze mois en tout temps.

### ***Arrangements contractuels***

TGVI a également conclu une convention de transport ferme avec BC Hydro pour répondre aux besoins d'approvisionnement en gaz de celle-ci à l'usine de cogénération alimentée au gaz à Elk Falls, sur l'île de Vancouver. La convention, visant 45 TJ par jour, expire le 31 décembre 2007. BC Hydro a l'option de prolonger la convention pour un an. BC Hydro a indiqué qu'elle envisageait de changer l'installation d'Elk Falls en la convertissant d'une installation de charge minimum à une installation de charge acheminable, ce qui changera la convention de transport dont le gaz ferme deviendra du gaz interruptible. En conséquence, il n'y a aucune certitude concernant les modalités aux termes desquelles la convention de transport ferme avec BC Hydro peut être prolongée au-delà de 2007. Si TGVI ne parvient pas à prolonger la convention, ses revenus de transport s'en trouveront réduits d'environ 13 millions de dollars, montant qu'elle s'attendrait à recouvrer grâce à des hausses tarifaires approuvées par la BCUC.

Le 16 février 2005, la BCUC a approuvé la construction, par TGVI, d'une installation de stockage de gaz naturel liquifié de 100 millions de dollars, sous réserve de plusieurs conditions, dont la signature d'une convention de services de transport à long terme avec BC Hydro appuyée par la demande de capacité du projet de production Duke Point. Le 17 juin 2005, BC Hydro a annoncé son

intention d'abandonner le projet de production d'énergie Duke Point sur l'île de Vancouver en raison d'un processus d'appel continu. En conséquence, la construction prévue de l'installation de stockage proposée de TGV I a été retardée et, dans l'attente d'une réévaluation, cette dernière aura besoin de l'approbation de la BCUC avant d'y donner suite.

### **Conventions d'achat de gaz**

Afin d'acquérir les ressources d'approvisionnement efficaces lui permettant d'assurer à ses clients des livraisons fiables en gaz naturel, TGV I achète ses approvisionnements à un groupe choisi de producteurs, de courtiers et de négociants en appliquant des normes strictes de solvabilité de contrepartie et des procédures rigoureuses d'exécution et de gestion des contrats. TGV I contracte pour environ 38 TJ par jour d'approvisionnement saisonnier pour répondre aux charges plus élevées durant les mois d'hiver de novembre 2006 à mars 2007, TGV I a également des contrats d'approvisionnement saisonnier de 9,5 TJ par jour pour répondre aux charges plus élevées durant les mois de décembre 2006 à février 2007. Quinze TJ par jour d'approvisionnement saisonnier sont également couverts par des contrats afin de satisfaire aux exigences des charges durant la période estivale allant d'avril 2007 à octobre 2007. Le portefeuille actuel de contrats d'approvisionnements est composé de contrats d'une durée d'une saison, soit de novembre à mars pour l'approvisionnement hivernal ou d'avril à octobre pour l'approvisionnement estival.

### **Programme d'immobilisations**

Les projets d'immobilisations de TGV I pour les prochaines années sont principalement associés à l'expansion du réseau de distribution et à l'ajout de nouveaux clients. Les besoins en revenus pour 2007 que la BCUC a approuvés pour TGV I incluent des dépenses en immobilisations de 53,7 millions de dollars, ce qui inclut 20,8 millions de dollars pour le pipeline de Whistler. Les dépenses en immobilisations relatives à la croissance du nombre de clients sur l'île de Vancouver représentent environ 9,1 % de son budget d'immobilisations pour 2007, tandis que le solde porte sur l'expansion du réseau, l'amélioration des immobilisations, leur remplacement et le prolongement de leur durée.

Le 28 juin 2006, TGV I et TGWI ont reçu l'approbation finale de la BCUC pour offrir les services du gaz naturel à Whistler. Selon les arrangements proposés, TGV I élargira son réseau de transport pour servir TGWI en construisant un pipeline secondaire sur 50 kilomètres entre Squamish et Whistler. Le pipeline coûtera 42,8 millions de dollars, et la contribution de TGV I aux coûts du pipeline, y compris la conversion du réseau, atteindra approximativement 20,8 millions de dollars. TGWI paiera le reste des coûts du pipeline.

### **Personnel**

Au 31 mars 2007, TGV I avait un effectif d'environ 105 personnes en équivalent temps plein. Son personnel syndiqué est représenté par le SEPBI et la FIOE aux termes des conventions collectives de TGI. Voir la rubrique *Terasen Gas Inc. – Personnel* ci-dessus.

### **Terasen Gas (Whistler) Inc.**

TGWI est propriétaire et exploitante du réseau de distribution de propane à Whistler depuis 1987. Elle fournit le service à environ 2 400 clients résidentiels et commerciaux dans la région de Whistler, en Colombie-Britannique. TGWI possède et exploite deux usines de stockage et de vaporisation de propane et des pipelines de distribution sur quelque 130 kilomètres servant les clients dans la région de Whistler. Le réseau de distribution de propane à Whistler a connu une expansion dépassant considérablement les attentes initiales et même la taille et l'ampleur d'autres réseaux

similaires de distribution de propane en Colombie-Britannique et au Canada. Aujourd'hui, grâce à des livraisons annuelles excédant 750 000 GJ. Le réseau de propane de TGWI est unique pour la taille du bassin de clients qu'elle sert et l'ampleur des installations requises par son exploitation continue. La base tarifaire moyenne de TGWI pour 2006 atteignait approximativement 17 millions de dollars.

Le 28 juin 2006, TGVI et TGWI ont reçu l'approbation finale de la BCUC pour offrir le service du gaz naturel à Whistler. Aux termes des arrangements proposés, TGVI élargira son réseau de transport pour servir TGWI en construisant un pipeline secondaire sur 50 kilomètres entre Squamish et Whistler et TGWI convertira son réseau actuel de propane canalisé au gaz naturel. Le pipeline, dont la construction devrait être terminée en 2008 et qui sera coordonné avec l'actuel projet de mise à niveau Sea-to-Sky Highway, permettra à TGWI de pouvoir mieux répondre à la demande future. On s'attend à ce que le pipeline coûte 42,8 millions de dollars, et la contribution de TGWI aux coûts du pipeline, y compris la conversion du réseau, atteindra environ 22,0 millions de dollars. TGVI paiera le reste du coût du pipeline. TGI fournit à TGWI le service à la clientèle et les services de gestion et d'exploitation.

### **Activités non réglementées – Société en commandite CustomerWorks Limited Partnership**

CWP est une société de personnes entre Terasen et Enbridge qui fournit des services à la clientèle partagés principalement aux exploitations réglementées respectives des sociétés, Terasen Gas et Enbridge Gas. Enbridge possède une participation de 70 % dans CWP et Terasen, une participation de 30 %.

La prestation de services par CWP est régie par une convention du service à la clientèle datée du 1<sup>er</sup> janvier 2002, avec ses modifications (la *convention du service à la clientèle*). La convention du service à la clientèle est initialement intervenue entre BC Gas Utility Ltd. (la société remplacée par TGI) et CWP et a par la suite été modifiée pour prévoir, notamment, l'impartition des services par CWP en faveur d'Accenture Business Services for Utilities Inc., une société dont Accenture est indirectement propriétaire et exploitante, et pour voir à ce que les services soient fournis à TGVI et à TGWI. La convention du service à la clientèle a été conclue pour une durée de cinq ans et peut être renouvelée pour des durées additionnelles d'un an.

Les services fournis aux termes de la convention du service à la clientèle comprennent des services de personne ressource au service à la clientèle, la lecture des compteurs, la facturation, le soutien, le crédit et la perception. BCUC a approuvé la convention du service à la clientèle. Les tarifs aux termes de la convention du service à la clientèle comportent à la fois une composante fixe et une composante axée sur le volume du service, incluent des normes de service minimums et des pénalités et sont fondées sur les prix du marché. Dans la prestation de ces services, CWP recourt à un système de services d'information de la clientèle aux termes d'une licence consentie d'Enbridge Commercial Services, une filiale d'Enbridge. En 2006, TGI a payé environ 44,6 millions de dollars à CWP dans le cadre de la convention du service à la clientèle.

### **Réglementation**

Le réseau de distribution de gaz naturel de Terasen Gas est entièrement exploité en Colombie-Britannique. Les entreprises de services publics de gaz qui font affaire entièrement en Colombie-Britannique sont soumises à la compétence de la BCUC en matière de réglementation. La BCUC détient ses pouvoirs en vertu de la loi de la Colombie-Britannique intitulée *Utilities Commission Act* (la *Loi sur la Commission des services publics*). En plus d'autoriser la base tarifaire et les nouveaux financements des services publics de gaz, la BCUC autorise également les tarifs imputés aux clients. Ces tarifs sont conçus de manière à permettre aux entreprises de services publics de recouvrer le coût de leurs services, de respecter leurs engagements financiers et de réaliser un

RAO raisonnable et équitable. La BCUC a compétence pour ce qui est de régler et d'autoriser les modalités en vertu desquelles les entreprises de services publics du gaz assurent le service.

Dans le cadre de l'établissement des tarifs qu'une entreprise de services publics du gaz impute à ses clients, la BCUC fixe une base tarifaire, autorise une structure du capital pour financer cette base de tarification et a la responsabilité d'établir un taux de rendement équitable et raisonnable sur la dette et les capitaux propres de la structure du capital approuvée. La base tarifaire correspond à la somme de la fraction amortie du coût des immobilisations qui sont utilisées ou qui sont considérées utiles pour servir le public, de certains comptes de report et d'un montant raisonnable aux fins du fonds de roulement. Le taux de rendement équitable correspond au coût des différents éléments qui composent la structure du capital, y compris le RAO, et à la pondération de ces coûts destinée à produire un taux de rendement global de la base tarifaire. Les tarifs qui sont fixés et les modalités du service figurent dans une grille de tarification publique publiée. Avant qu'un tarif puisse être mis en vigueur, il doit avoir été déposé auprès de la BCUC. La BCUC a compétence pour autoriser ou refuser toute modification soumise aux fins de dépôt et pour déterminer les tarifs que devrait demander une entreprise de services publics pour ses services. La BCUC doit notamment se soucier de fixer des tarifs qui ne sont pas inéquitables ou déraisonnables. En fixant les tarifs, la BCUC doit déterminer que ceux-ci reflètent un prix équitable et raisonnable pour un service de la nature et de la qualité de celui que l'entreprise de services publics fournit à ses clients et que ces tarifs sont suffisants pour apporter à cette dernière une rémunération en matière de services publics qui soit équitable et raisonnable pour ses services et un taux de rendement équitable et raisonnable de sa base tarifaire.

La BCUC établit les tarifs d'une entreprise de services publics en fonction d'une année témoin future. Selon cette méthode, la BCUC élabore des prévisions sur le volume de gaz qui sera vendu et transporté, ainsi que sur tous les frais (y compris le taux de rendement) de l'entreprise de services publics au cours de cette année témoin. Les tarifs sont établis pour permettre à l'entreprise de services publics de recouvrer la totalité de ses frais (y compris le taux de rendement) si les prévisions de ventes et de volumes de transport sont réalisées. Ces prévisions de ventes supposent des températures normales. Certains frais sont fixes et seront engagés sans égard au volume réel de gaz vendu. Par conséquent, si les volumes réels de gaz vendus sont inférieurs aux prévisions pour l'année témoin, l'entreprise de services publics pourrait ne pas recouvrer la totalité des frais fixes. Les intérêts débiteurs, les impôts autres que les impôts sur le revenu, les amortissements, certains frais d'exploitation et d'entretien, la portion fixe du coût du gaz, comme les frais de demande ou les frais de mise en réserve, ainsi que la portion fixe des frais de transport, sont pratiquement considérés comme des frais fixes.

Outre une demande d'autorisation de révisions tarifaires provisoires et annuelles, l'entreprise de services publics de gaz peut s'adresser à la BCUC à l'occasion pour demander des révisions tarifaires qui tiennent compte des variations des coûts indépendantes de leur volonté.

Le tableau suivant résume des renseignements relatifs à la réglementation qui concernent des décisions rendues par la BCUC relativement à TGI et à TGVI.

	<b>Valeurs réglementées</b>				
	<b>2007<sup>(1)</sup></b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>
<b>TGI</b>					
Base tarifaire (en milliers de dollars)...	2 474	2 447	2 406	2 310	2 281
Composante réputée fixée en actions ordinaires du total de la structure du capital (%).....	35	35	33	33	33
RAO autorisé (%).....	8,37	8,80	9,03	9,15	9,42
<b>TGVI</b>					
Base tarifaire (en milliers de dollars)...	482	467	453	441	437
Composante réputée fixée en actions ordinaires du total de la structure du capital (%).....	40	40	35	35	35
RAO autorisé (%).....	9,07	9,50	9,53	9,65	9,92

1) Selon l'approbation de la BCUC

### ***Terasen Gas Inc.***

Le RAO autorisé de TGI est fixé chaque année selon une formule qui applique une prime pour le risque à une prévision des rendements à long terme des obligations du gouvernement du Canada. Le 30 juin 2005, TGI a demandé à la BCUC d'augmenter les composantes réputées fixées en actions ordinaires pour les faire passer de 33 % à 38 %. La demande exigeait également que les RAO autorisés soient augmentés depuis les niveaux résultant de l'application de la formule alors actuelle, ce qui aurait donné un rendement de 8,29 % pour TGI en 2006. La BCUC a rendu sa décision sur la demande le 2 mars 2006, pour valoir en date du 1<sup>er</sup> janvier 2006. La formule générique de RAO pour une entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique a été changée de façon à ce qu'elle soit rétablie chaque année à partir d'une prévision du taux des obligations du Canada sur 30 ans, majorée d'une prime de risque de 3,90 % lorsque le rendement prévisionnel des obligations du gouvernement du Canada sur 30 ans s'établit à 5,25 %. La prime de risque est rajustée chaque année en fonction de 75 % de l'écart entre 5,25 % et le rendement prévisionnel sur les obligations du gouvernement du Canada sur 30 ans. Pour 2007, le rendement prévisionnel des obligations du Canada sur 30 ans est de 4,22 %, soit un RAO de 8,37 % pour TGI. La composante réputée fixée en actions ordinaires du total de la structure en capital de TGI est de 35 % pour 2007.

Deux mécanismes visant à mitiger les variations imprévues quant aux coûts et aux volumes de vente occasionnées, notamment, par la température, ont été mis en place précisément pour TGI. Le premier a trait au recouvrement de tous les coûts du gaz grâce à des comptes de report qui saisissent tous les écarts (surplus et déficits) par rapport aux prévisions. Les soldes sont remboursés aux clients ou recouverts auprès de ceux-ci tel que la BCUC le détermine. Les comptes de report sont appelés le compte de redressement du coût des marchandises (*CRCM*) et le compte de redressement du coût des activités médianes (le *CRCAM*). Le deuxième mécanisme vise à stabiliser les produits tirés des clients résidentiels et commerciaux grâce à un compte de report qui saisit les écarts entre les prévisions et la consommation réelle par client au cours de l'année. Ce mécanisme est appelé le mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (*MRSP*). En février 2001, la BCUC a émis des directives selon lesquelles des calculs trimestriels devraient être effectués pour



déterminer si des rajustements devaient être apportés à la tarification des clients pour refléter les prix du marché du gaz naturel et pour assurer que des soldes de compte de stabilisation des tarifs soient recouverts en temps opportun. Le solde du MRSP en date du 31 décembre 2006 s'établissait à environ 36 millions de dollars, et la BCUC a approuvé le recouvrement de 11,5 millions de dollars de ce solde en 2007 au moyen d'un avenant tarifaire.

Les comptes du MRSP et du CRCM/CRCAM réduisent l'exposition du bénéfice de TGI aux risques associés à la volatilité des coûts du gaz et de la demande des consommateurs. Les écarts de la demande par les clients à gros volume du transport industriel et des ventes ne sont pas couverts par ces comptes de report puisque leur utilisation est plus prévisible et moins susceptible d'être touchées de façon marquée par les conditions météorologiques.

Les soldes nets des comptes du MRSP et du CRCM/CRCAM ont augmenté et représentent désormais un compte débiteur d'environ 142,8 millions de dollars en date du 31 décembre 2006, alors qu'ils constituaient un compte créditeur de quelque 9,0 millions de dollars en date du 31 décembre 2005. Pour assurer que les soldes des comptes CRCM/CRCAM soient recouverts en temps opportun, TGI prépare et dépose des calculs trimestriels auprès de la BCUC pour déterminer si des rajustements des tarifs des clients sont nécessaires afin de refléter les prix du marché en vigueur pour les coûts du gaz naturel.

TGI a également établi des comptes de report pour absorber les fluctuations des taux d'intérêt à court terme et à long terme. Les comptes de report des taux d'intérêt qui étaient en vigueur en 2006 ont réellement fixé à 4,00 % les intérêts débiteurs sur les fonds à court terme attribuables à l'actif réglementé de TGI en 2006. Le taux d'intérêt fixe réel à court terme pour 2007 a été établi à 4,75 %. Tout écart par rapport à ces taux pendant l'année est constaté dans les comptes de report et est par la suite remboursé aux clients ou recouvré auprès de ceux-ci tel que la BCUC le décide.

En 2003, TGI a reçu l'approbation de la BCUC relativement à un règlement négocié portant sur un programme TFR 2004-2007 (le *règlement TGI*). Le règlement TGI, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2004, établit un processus permettant de fixer les frais de livraison et les mécanismes d'incitation de TGI visant l'amélioration des efficacités d'exploitation. L'entente de quatre ans inclut des incitations pour que TGI augmente l'efficacité de son exploitation en partageant les avantages des réductions de coûts avec ses clients. Cette entente inclut également dix indicateurs de la qualité des services garantissant que TGI fournit des services adéquats et énonce les exigences d'un processus de révision annuelle permettant à TGI et aux parties concernées d'échanger leurs points de vue à l'égard de son rendement actuel et de ses activités futures. En janvier 2007, TGI a demandé à la BCUC de prolonger le règlement TGI jusqu'en 2009, ce qui fut approuvé par le BCUC le 23 mars 2007.

Les coûts d'exploitation et d'entretien, ainsi que les dépenses en immobilisations de base sont calculés selon une formule incitative permettant le recouvrement de l'augmentation des coûts liée à la croissance de la clientèle et à l'inflation. Les coûts d'exploitation sont soumis à un facteur de rajustement fondé sur 50 % de l'inflation des deux premières années et sur 66 % de l'inflation au cours des deux dernières années. Les dépenses en immobilisations de base sont fonction du nombre de clients et de la croissance prévue de la clientèle. Durant le processus de révision annuelle, les dépenses non contrôlables et les dépenses en immobilisations extraordinaires peuvent être ajoutées aux besoins en revenus ou en être soustraites, selon les modalités du règlement TGI.

Le règlement TGI prévoit un mécanisme de partage égal du bénéfice entre les clients et les actionnaires, supérieure ou inférieure au RAO autorisé. Lorsque le RAO gagné de TGI excède 150 points de base au-dessus ou au-dessous du RAO autorisé pendant deux années consécutives, le

mécanisme de TFR peut être examiné. Le tableau suivant présente le RAO autorisé, le RAO gagné (avant le partage) et la quote-part des clients selon le mécanisme de partage.

<u>RAO gagné par TGI et bénéfices partagés grâce à la TFR</u>			
	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>
RAO autorisé (%).....	8,80	9,03	9,15
RAO gagné (%).....	10,47	10,78	9,34
Quote-part des clients (avant impôt) (en millions de dollars) .....	10,7	10,5	1,1

### ***Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.***

Conformément aux ordonnances rendues par la BCUC depuis 2003, les tarifs de TGVI ont été fixés pour permettre à celle-ci de recouvrer entièrement son coût du service, plus un montant pour l'amortissement opportun du CRIR conformément aux directives des autorités gouvernementales. Pour permettre le recouvrement du solde en cours du CRIR, les tarifs de TGVI pour les clients résidentiels et commerciaux sont fixés à des niveaux excédant le coût du service pour TGVI, mais sont réellement plafonnés à un prix comparable des carburants de remplacement concurrentiels. TGVI a renouvelé son règlement de réglementation vers la fin de 2005 pour une période de deux ans pour valoir à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. Ce renouvellement prévoit la prolongation des arrangements incitatifs relatifs aux coûts d'exploitation et d'entretien déjà en place. Le RAO autorisé pour TGVI était de 9,50 % pour 2006 contre 9,53 % pour 2005. Le RAO de TGVI pour 2007 est de 9,07 %, et la composante réputée fixée en capitaux propres de sa structure du capital pour 2007 s'établit à 40 %.

La méthodologie de conception des tarifs autorisés de TGVI prévoit, en substance, que dans la mesure où les données d'entrée du coût du service changent à la longue, les tarifs de TGVI refléteront un amortissement variable du CRIR. Les tarifs sont habituellement fixés pour équivaloir à 90 % du prix comparable de l'électricité. L'amortissement du CRIR a été d'environ 12,4 millions de dollars en 2005 et de quelque 6,7 millions de dollars en 2006. L'amortissement du CRIR est passé de quelque 87,9 millions de dollars en date du 31 décembre 2002 à environ 41,4 millions de dollars en date du 31 décembre 2006.

En novembre 2005, TGVI a reçu l'approbation de la BCUC concernant un règlement négocié (le *règlement TGVI*) pour les besoins en revenu pour 2006 et 2007. Le règlement TGVI de deux ans, qui est entré en vigueur en date du 1<sup>er</sup> janvier 2006, établit un processus de détermination des frais de livraison de TGVI et offre des mécanismes incitatifs pour l'amélioration des efficacités d'exploitation. TGVI peut conserver la totalité des gains tirés des économies réalisées au titre des dépenses d'exploitation et d'entretien contrôlables par rapport aux prévisions et ne bénéficiera d'aucun allègement pour les hausses des dépenses d'exploitation et d'entretien contrôlables. Les prévisions des dépenses d'exploitation et d'entretien sont fondées sur les coûts réels en 2005, rajustés pour les changements indépendants de la volonté de la direction, les économies prévues découlant des synergies opérationnelles avec TGI, 66 % de l'inflation et l'accroissement de la clientèle. TGVI a réussi à maintenir les dépenses d'exploitation et d'entretien réelles à un montant approchant les prévisions. En janvier 2007, TGVI a demandé à la BCUC de prolonger le règlement TGVI jusqu'en 2009, ce qui fut approuvé par le BCUC le 22 mars 2007.

### **Concurrence**

Le gaz naturel a maintenu un avantage concurrentiel en matière de tarification lorsque celui-ci est comparé à des sources d'énergie de remplacement en Colombie-Britannique, malgré la hausse

marquée des prix du gaz naturel depuis 1999. La tarification de l'électricité en Colombie-Britannique est actuellement fixée en fonction des coûts de production moyens antérieurs, qui sont inférieurs au prix de l'électricité sur le marché. Les prix réglementés actuels de l'électricité ne sont que légèrement supérieurs aux prix comparables du gaz naturel axés sur le marché. Une autre augmentation soutenue des prix du gaz naturel pourrait rendre le prix du gaz naturel égal ou supérieur à celui de l'électricité en Colombie-Britannique et réduire ainsi la consommation du gaz naturel par les clients.

## **Couverture**

Des instruments dérivés sont utilisés pour fournir une protection contre l'exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel et des taux d'intérêt. La plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel comportent des prix variables, plutôt que fixes. Des contrats de swap de prix du gaz naturel sont utilisés pour fixer le prix d'achat réel. Tout écart entre le coût réel du gaz naturel acheté et le prix du gaz naturel inclus dans les tarifs est constaté dans des comptes de report (CRCAM et CRCM) et, sous réserve de l'approbation de la BCUC, est transmis aux clients dans les tarifs futurs.

Les emprunts à court terme et la dette à long terme à taux variable de TGI sont soumis au risque lié aux taux d'intérêt que celle-ci gère par l'utilisation d'instruments dérivés portant intérêt. Les gains ou les pertes qui en résultent sont constatés dans les comptes de report des taux d'intérêt et, sous réserve de l'approbation de la BCUC, sont transmis aux consommateurs dans les tarifs futurs.

## **Arrangements de financement**

### **Débetures**

Terasen a deux séries de billets-débetures à moyen terme non garantis émis et en circulation (les *billets-débetures de Terasen*), qui sont régis par un acte de fiducie intervenu en date du 21 novembre 2001 entre Terasen (une société remplaçant BC Gas Inc.) et Compagnie Trust CIBC Mellon (l'*acte de 2001*), modifié et allongé par un supplément de première série daté du 22 novembre 2001 (le *premier supplément*). Le montant en capital global des débetures pouvant être émises aux termes de l'acte de 2001 est illimité, sous réserve des restrictions y étant indiquées. En date du 30 septembre 2006, Terasen avait des billets-débetures de série 1 à 6,30 % échéant le 1<sup>er</sup> décembre 2008 émis et en circulation pour un montant en capital de 200 millions de dollars et des billets-débetures de série 3 à 5,56 % échéant le 15 septembre 2014 émis et en circulation pour un montant en capital de 125 millions de dollars. Le premier supplément inclut une clause comportant obligation de faire de Terasen interdisant à celle-ci, tant que des billes-débetures demeurent en circulation, de créer, de prendre en charge, d'émettre ou d'engager une dette à long terme ou d'en devenir autrement responsable, à moins qu'immédiatement par la suite, la dette à long terme de Terasen et de ses filiales ne dépasse pas 75 % de la capitalisation consolidée totale. La dette à long terme s'entend d'une dette venant à échéance plus de 18 mois après sa création, sauf pour une dette sans recours destinée à financer un actif particulier ou une dette subordonnée. La capitalisation consolidée totale s'entend de la somme (a) du montant en capital de la dette à long terme consolidée de Terasen et de ses filiales, (b) du capital total de Terasen, (c) du montant en capital de toute la dette subordonnée de Terasen, (d) de la somme du surplus d'apport et des bénéfices non répartis consolidés de Terasen et (e) de la provision pour les impôts sur le revenu futurs de Terasen.

Le 19 avril 2000, Terasen a émis des titres de participation non garantis à 8,0 % pour 125 millions de dollars (les *titres de participation*) dont la durée à l'échéance est de 40 ans. Les titres de participation ont été émis selon les modalités d'un acte de fiducie intervenu en date du 19 avril 2000 entre Terasen (une société remplaçant BC Gas Inc.) et Compagnie Trust CIBC Mellon (l'*acte de 2000*). Terasen peut choisir de reporter les paiements sur les titres de participation pour des périodes de prolongation ne dépassant pas 10 périodes semestrielles consécutives. Terasen peut régler ces

paiements reportés au moyen d'une somme au comptant ou d'actions ordinaires et a l'option de régler le capital à l'échéance par l'émission d'actions ordinaires à 90 % de leur cours du marché. L'acte de 2000 prévoit que si Terasen reporte un paiement d'intérêt sur les titres de participation, elle n'aura pas l'autorisation de payer des dividendes sur ses actions ordinaires ni d'acheter ou de racheter celles-ci tant que ces paiements d'intérêts sont reportés. Les titres de participation peuvent être échangés au gré du porteur à compter du 19 avril 2010 contre des actions ordinaires de Terasen à un prix correspondant au montant le plus élevé entre 1 \$ l'action et 90 % du cours du marché. Terasen peut, à son gré, racheter les titres de participation en totalité à un prix de rachat qui, si les titres de participation sont rachetés avant le 19 avril 2010, correspond au montant le plus élevé entre le prix axé sur le rendement des obligations du Canada (au sens donné à l'expression correspondante dans l'acte de 2000) et 100 % du montant en capital des titres de participation, plus, dans chaque cas, l'intérêt couru et impayé, ou si les titres de participation sont rachetés à compter du 19 avril 2010, à un prix correspondant à 100 % du montant en capital en cours, plus l'intérêt couru et impayé.

TGI a des débetures et des billets-débetures à moyen terme émis et en circulation qui sont régis par un acte de fiducie intervenu en date du 1<sup>er</sup> novembre 1977 entre TGI (une société remplaçant Inland Natural Gas Co. Ltd.) et Compagnie Trust CIBC Mellon (une société remplaçant Compagnie Trust National, Limitée), avec ses modifications et suppléments (*l'acte de 1977*). Le montant en capital global des débetures pouvant être émises aux termes de l'acte de 1977 est illimité, sous réserve des restrictions y étant indiquées. En date du 30 septembre 2006, TGI avait des débetures à 10,75 %, série E, échéant le 8 juin 2009, pour un montant en capital de 59,9 millions de dollars émises et en circulation et des billets-débetures à moyen terme émises et en circulation pour un montant global de 1 008 millions de dollars dont les taux d'intérêt fixes variaient entre 5,55 % et 6,95 % ou étaient variables, et dont les échéances étaient d'au moins un an. Le quatrième acte de fiducie supplémentaire daté du 1<sup>er</sup> juin 1989 et le dixième acte de fiducie supplémentaire daté du 15 novembre 1993 contiennent certaines restrictions sur la capacité de TGI d'émettre des titres de créance dont les échéances excèdent 18 mois, à moins que certains tests financiers ne soient respectés et sous réserve de certaines exceptions.

TGI a également des hypothèques en garantie du prix de série A et de série B émises et en circulation (*les hypothèques en garantie du prix*) qui sont garanties également et proportionnellement par une hypothèque et une charge fixes et spécifiques de premier rang sur le réseau de distribution de gaz de TGI dans les basses-terres continentales de la Colombie-Britannique que TGI a acquis auprès de BC Hydro. Les hypothèques en garantie du prix sont régies par un acte de fiducie intervenu en date du 3 décembre 1990 entre TGI (une société remplaçant B.C. Gas Inc.), Inland Energy Corp. et Compagnie Trust CIBC Mellon (une société remplaçant Compagnie Trust National), modifié et allongé (*l'acte de 1990*). Le montant en capital global des hypothèques en garantie du prix pouvant être émises aux termes de l'acte de 1990 est limité à 425 millions de dollars. En date du 31 mars 2007, TGI avait des hypothèques en garantie du prix de série A à 11,80 % émises et en circulation échéant le 30 septembre 2015 pour un montant en capital global de 74,9 millions de dollars, ainsi que des hypothèques en garantie du prix de série B à 10,30 % émises et en circulation échéant le 30 septembre 2016, pour un montant en capital global de 200 millions de dollars.

### **Facilités de crédit**

Le 5 mai 2006, Terasen a conclu une convention de crédit avec La Banque Toronto-Dominion, en tant qu'agent administratif, et les établissements y étant désignés, en tant que prêteurs (*la convention de crédit Terasen*). La convention de crédit Terasen prévoit une facilité de crédit renouvelable d'un montant engagé de 450 millions de dollars venant à échéance le 5 mai 2009. Le taux d'intérêt payable sur les avances consenties aux termes de la facilité de crédit varie selon le type d'avance. La facilité de crédit peut être affectée aux fins générales de l'entreprise de Terasen. La

convention de crédit Terasen renferme les déclarations et garanties ainsi que les clauses de faire et de ne pas faire habituelles, y compris l'obligation pour Terasen de maintenir un ratio de capitalisation de la dette totale n'excédant pas 0,75 pour 1 et un ratio de couverture de l'intérêt non inférieur à 1,25 pour 1. La convention de crédit Terasen contient les cas de défaut habituels.

Le 21 juin 2006, TGI a conclu une convention de crédit avec la Banque Canadienne Impériale de Commerce, en tant qu'agent administratif, premier arrangeur et teneur de plume unique, La Banque de Nouvelle-Écosse, en tant qu'agent de syndication, et les autres prêteurs y étant indiqués (la *convention de crédit TGI*). La convention de crédit TGI prévoit une facilité de crédit renouvelable d'un montant engagé de 500 millions de dollars. Le taux d'intérêt payable sur les avances consenties dans le cadre de la convention de crédit TGI varie selon le type d'avance. La facilité peut servir au refinancement de la dette de TGI et aux fins générales de l'entreprise, y compris à titre de réserve pour le programme de papier commercial de celle-ci. La convention de crédit TGI peut être prolongée chaque année pour une durée additionnelle de 365 jours au gré des prêteurs et échoit le 21 juin 2009. Cette convention renferme les déclarations et garanties ainsi que les engagements de faire et de ne pas faire habituels, y compris l'obligation pour TGI de maintenir un ratio de la capitalisation de la dette totale n'excédant pas 0,75 pour 1. La convention de crédit TGI contient les cas de défaut habituels.

Le 13 janvier 2006, TGI a conclu une convention de crédit avec la Banque Royale du Canada en tant qu'agent administratif, RBC Marchés des capitaux, en tant que premier arrangeur et teneur de plume, Financière Banque Nationale, en tant qu'agent de syndication, et La Banque de Nouvelle-Écosse, en tant qu'agent de documentation, ainsi que les autres prêteurs y étant indiqués, (la *convention de crédit TGVI*). La convention de crédit TGVI prévoit une facilité de crédit renouvelable non garantie sur cinq ans pour un montant engagé de 350 millions de dollars. Une partie de la facilité a été affectée au refinancement de la facilité à terme de TGVI au montant de 209,5 millions de dollars. Tandis que les emprunts dans le cadre de cette facilité sont des acceptations bancaires à court terme, la facilité de crédit sous-jacente sur laquelle les avances sont consenties est engagée jusqu'en janvier 2011, et les emprunts sont principalement destinés à soutenir l'actif de la base tarifaire à long terme de TGVI. La facilité peut être affectée au refinancement de la dette de TGVI et aux fins générales de l'entreprise, y compris les dépenses en immobilisations. La convention de crédit TGVI renferme les déclarations et garanties ainsi que les engagements de faire et de ne pas faire habituels, y compris l'obligation pour TGVI de maintenir un ratio de la dette institutionnelle par rapport à la capitalisation totale n'excédant pas 0,70 pour 1 et un ratio du bénéfice par rapport aux intérêts débiteurs d'au moins 2,0 pour 1. La convention de crédit TGVI contient les cas de défaut habituels, y compris un défaut croisé aux termes de la CPGNIV et certaines autres ententes.

En même temps que la convention de crédit TGVI, TGVI a conclu une facilité de crédit non renouvelable et non garantie sur sept ans pour un montant engagé de 20 millions de dollars avec la Banque Royale du Canada qui doit servir uniquement aux fins du financement jusqu'à hauteur de 65 % de chaque remboursement des contributions remboursables aux termes de la CPECP. Les modalités de cette facilité sont sensiblement similaires à celles de la convention de crédit TGVI. Cette facilité se classe après le remboursement des instruments de catégorie B détenus par Terasen. Voir la rubrique *Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. – Convention du pipeline de gaz naturel sur l'île de Vancouver* ci-dessus.

Le sommaire suivant présente les facilités de crédit totales de Terasen, de TGI et de TGVI en date du 31 mars 2007.

<u>(en millions de dollars)</u>	<u>Terasen<sup>(1)</sup></u>	<u>TGI</u>	<u>TGVI</u>	<u>Total</u>
Facilités de crédit totales.....	450	500	370	1 320
Facilités de crédit utilisées Emprunts.....	(76)	(137)	(304)	(517)
Lettres de crédit en cours.....	(75)	(43)	—	(118)
Facilités de crédit disponibles .....	<u>299</u>	<u>320</u>	<u>66</u>	<u>685</u>

1) Le 1<sup>er</sup> juin 2007, les facilités de crédit servant à l'exploitation de Terasen Inc. sont passées de 450 millions de dollars à 130 millions de dollars.

## **Convention d'acquisition**

### ***Indemnités relatives à la convention d'acquisition***

Aux termes de la convention datée du 26 février 2007 intervenue entre Fortis, 3211953 Nova Scotia Company (3211953) et Kinder Morgan prévoyant l'acquisition (la *convention d'acquisition*), KM Canada Holdings ULC, à titre de cessionnaire des droits et obligations de 3211953 à titre de vendeur (le *vendeur*) a convenu, sous réserve de certaines limites, d'indemniser et d'exonérer Fortis et les membres de son groupe de toute responsabilité, et Fortis, sous réserve de certaines limites, a convenu d'indemniser et d'exonérer le vendeur et les membres de son groupe quant à toutes les pertes subies par l'autre qui découlent (i) de certaines déclarations fausses ou trompeuses ou de l'inobservation d'une garantie relativement aux titres de propriété des actions de Terasen et de Terasen Gas, l'organisation, la situation de l'entreprise, l'autorisation de conclure la convention d'acquisition, et l'absence de violation des documents constitutifs ou toute loi (les *garanties relatives aux titres*), (ii) de la violation, après la clôture de l'acquisition, des engagements ou obligations devant être exécutés après la clôture de l'acquisition et qui sont contenus dans la convention d'acquisition, (iii) de la réorganisation antérieure à la clôture et de l'exploitation de l'entreprise de transport de pétrole de Terasen, dans le cas d'une indemnisation par le vendeur, et (iv) dans le cas d'une indemnisation par Fortis, de l'exploitation des entreprises de Terasen et de Terasen Gas (à condition que les faits donnant lieu aux pertes ne constituent pas une violation des déclarations et des garanties du vendeur). Les indemnisations prévues par le vendeur ou par Fortis, selon le cas, concernant les violations des engagements et obligations devant être exécutés après la clôture de l'acquisition, sont limitées puisque des réclamations ne peuvent être formulées que (i) lorsque les pertes subies excèdent 500 000 \$ dans chaque cas, ou que (ii) les pertes subies dépassent au total 2,5 % du prix d'achat au comptant, et, dans le dernier cas, uniquement dans la mesure de cet excédent. Aux termes des dispositions d'indemnisation de la convention d'acquisition, le montant maximum que Fortis peut réclamer est limité à 10 % du prix d'achat au comptant à l'égard des réclamations pour toute violation des engagements ou obligations du vendeur après la clôture de l'acquisition et à 100 % du prix d'achat au comptant à l'égard des réclamations pour les violations des garanties relatives aux titres. Le montant maximum que le vendeur peut réclamer aux termes des dispositions d'indemnisation de la convention d'acquisition est limité à 10 % du prix d'achat au comptant à l'égard des réclamations pour toute violation des engagements ou obligations de Fortis après la clôture de l'acquisition que contient la convention d'acquisition ou à 100 % du prix d'achat au comptant pour toutes les réclamations concernant les violations des garanties relatives aux titres. Les réclamations subies ou engagées par Fortis par suite de la réorganisation antérieure à la clôture et de l'exploitation de l'entreprise de transport de pétrole de Terasen, et par le vendeur à l'égard de l'exploitation des entreprises de Terasen et de Terasen Gas, ne sont soumises à aucune limite minimum ou maximum.

Les obligations du vendeur aux termes de la convention d'acquisition, y compris quant à l'indemnisation sont garanties, de manière irrévocable et sans condition par Kinder Morgan.

## **Facteurs de risque**

Le texte qui suit est un sommaire des principaux facteurs qui sont propres à l'exploitation de Terasen Gas.

## **Réglementation**

L'exploitation réglementée de Terasen Gas est soumise aux incertitudes habituelles auxquelles les sociétés réglementées doivent faire face. Ces incertitudes comprennent l'approbation, par la BCUC, des tarifs demandés aux clients qui lui donnent l'occasion raisonnable de recouvrer à temps les coûts estimatifs de la prestation des services, y compris un taux de rendement équitable de la base tarifaire. Les mises à niveau des installations existantes et l'ajout de nouvelles installations nécessitent l'approbation de la BCUC. Rien ne garantit que les projets d'immobilisations perçus comme étant nécessaires par la direction de Terasen Gas seront approuvés, ni que cette approbation ne sera pas soumise à des conditions. Les dépassements de coûts en capital relatifs aux approbations accordées peuvent ne pas être recouverts. La capacité de Terasen Gas de recouvrer les coûts réels de la prestation des services et de gagner les taux de rendement approuvés dépend de la réalisation des prévisions établies dans le processus d'établissement tarifaire. Un traitement équitable de la réglementation par la BCUC qui permet à Terasen Gas de gagner un RAO rajusté en fonction des risques qui soit comparable à celui que peut offrir d'autres placements similaires est indispensable au maintien de la qualité du service, ainsi que pour l'attrait et la croissance continus des capitaux.

Les RAO de Terasen Gas sont déterminés chaque année selon une formule qui utilise une prévision des taux d'intérêt à long terme. La capacité de Terasen Gas de gagner les RAO approuvés dépend de l'exactitude de la prévision pour l'année témoin. Les RAO réels nécessaires peuvent différer des RAO approuvés selon les prévisions des taux d'intérêt à long terme.

Les demandes tarifaires qui établissent des besoins en revenus peuvent être assujetties à des procédures de règlement négocié. En l'absence d'un règlement négocié, les demandes tarifaires peuvent être obtenues au moyen du processus d'audiences publiques. Rien ne garantit que les ordonnances tarifaires prononcées permettront à Terasen Gas de recouvrer tous les coûts réellement engagés et de gagner le taux de rendement autorisé. Si Terasen Gas ne parvient pas à obtenir des ordonnances tarifaires acceptables, des conséquences défavorables peuvent s'ensuivre sur son entreprise exploitée, le début ou le calendrier des projets d'expansion proposés, l'émission et la vente de titres, aux notations attribuées par les agences de notation du crédit et d'autres questions qui, par ricochet, peuvent nuire aux résultats d'exploitation ou à la situation financière de Terasen Gas, ainsi qu'à ceux de la société.

Le règlement TGI comprend des mécanismes incitatifs donnant à TGI l'occasion de gagner des taux de rendement excédant les RAO autorisés qui ont été déterminés par la BCUC. Bien que la BCUC a autorisé la prolongation du règlement jusqu'en 2009, rien ne garantit que ce règlement sera prolongé après 2009, que ses modalités ne seront pas modifiées et, dans le cas contraire, de quelle façon elles le seront, ni quelles pourraient être les modalités d'un règlement nouveau ou prolongé.

Le cadre de réglementation de la Colombie-Britannique avait toujours reposé sur les méthodologies classiques du coût du service pour la conception et l'établissement des tarifs. Toutefois, depuis 1996, la réglementation axée sur les incitatifs est entrée dans le processus

d'établissement des tarifs. Bien que Fortis soit d'avis que le cadre de réglementation en Colombie-Britannique soit équitable et équilibré, il existe actuellement des incertitudes.

### ***Précision des prévisions***

Le processus de prévision vise à ce que toute modification du coût du service, résultat ou non de l'inflation ou du niveau d'activité commerciale, soit reflétée dans les nouveaux tarifs approuvés pour cet exercice sur le fondement du volume de distribution prévu. Toutefois, comme les tarifs sont établis d'avance, selon le volume de distribution prévu par catégorie de clients, la précision des prévisions est à risque. Des prévisions sont également établies pour le coût du capital futur, y compris les taux de rendement des obligations du Canada à long terme servant à déterminer le RAO.

### ***Entretien de l'actif***

L'actif de Terasen Gas a besoin d'entretien, d'amélioration et d'expansion. L'entreprise de services publics pourrait connaître des interruptions du service et une augmentation des coûts si elle ne peut maintenir et remplacer son actif. Si les programmes de dépenses en immobilisations ne se déroulent pas comme prévu, des conséquences défavorables importantes pourraient s'ensuivre pour Terasen Gas. Les projets d'immobilisations d'envergure pourront être exécutés seulement avec l'autorisation de la BCUC. Si les coûts réels dépassent les prévisions de coûts qui avaient été utilisées pour l'obtention de l'approbation, il n'est pas sûr que les dépassements de coûts seront approuvés et recouverts.

### ***Risques liés à l'exploitation***

L'entreprise de Terasen Gas est soumise à divers risques liés à l'exploitation, comme les fuites des pipelines, l'endommagement accidentel ou les fissures de fatigue des canalisations et des conduites de branchement, la corrosion des tuyaux, les pannes des pipelines ou de l'équipement, d'autres questions pouvant entraîner des interruptions et des fuites et tout autre accident portant sur le gaz naturel, qui pourraient occasionner des responsabilités considérables au titre de l'exploitation et de l'environnement. Les installations de Terasen Gas sont également soumises aux effets des conditions météorologiques rigoureuses et aux autres catastrophes naturelles. De plus, bon nombre de ces installations se trouvent en régions éloignées, ce qui rend l'accès difficile pour les réparations des dommages causés par le mauvais temps. Terasen Gas exploite des installations en terrains qui courent le risque de subir une perte ou des dommages résultant de séismes, de feux de forêt, d'inondations, d'emportements par les eaux, de glissements de terrain, d'avalanches et d'éléments naturels similaires. Terasen Gas a une assurance qui prévoit une garantie pour les pertes d'exploitation, les responsabilités et les dommages matériels, bien que la garantie offerte par cette assurance soit limitée. En cas de perte d'envergure non assurée résultant de conditions météorologiques rigoureuses ou d'autres catastrophes naturelles, une demande sera soumise à la BCUC concernant le recouvrement de ces coûts au moyen d'un accroissement des tarifs afin de mitiger toute perte. Cependant, il n'y a aucune assurance que la BCUC approuverait une telle demande. Les pertes résultant des accidents reliés à l'exploitation, des pannes ou d'autres catastrophes naturelles pourraient excéder considérablement la garantie d'assurance et le recouvrement réel au moyen des taux accrus approuvés par la BCUC. Par surcroît, Terasen Gas pourrait être assujettie à des réclamations de la part de ses clients par suite des dommages causés par son omission de leur transmettre ou de leur distribuer du gaz conformément à ses obligations contractuelles. Ainsi, tout dommage important aux installations de Terasen Gas pourrait occasionner la perte de revenus, des coûts de réparation et des réclamations des clients d'un montant élevé, qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur Terasen Gas.



## ***Prix du gaz naturel***

Avant 2000, le gaz naturel avait toujours joui d'un avantage concurrentiel considérable en comparaison aux sources d'énergie de remplacement en Colombie-Britannique. Toutefois, comme le prix du gaz naturel augmente, le prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Colombie-Britannique est maintenant à peine plus élevé que celui du gaz naturel. Il n'y a aucune assurance que le gaz naturel conservera un prix concurrentiel avantageux à l'avenir.

Si les prix du gaz naturel ne sont plus concurrentiels avec ceux de l'électricité, la capacité de Terasen Gas d'ajouter de nouveaux clients pourrait être entravée, et les clients existants pourraient réduire leur consommation de gaz naturel ou éliminer complètement son usage à mesure que les fournaises, les chauffe-eau et d'autres appareils sont remplacés. Une telle situation peut entraîner un accroissement des tarifs et, dans un cas extrême, empêcher éventuellement Terasen Gas de recouvrer entièrement son coût du service dans les tarifs demandés aux clients.

La capacité de Terasen Gas d'ajouter de nouveaux clients et de nouveaux volumes des ventes pourrait également subir les contrecoups d'une baisse des prix des autres sources d'énergie concurrentielles puisque certains clients commerciaux et industriels peuvent adopter un carburant de remplacement.

Terasen Gas utilise divers moyens pour réduire son exposition à la volatilité des prix du gaz naturel. Ces moyens comprennent l'achat de gaz à des fins de stockage et l'adoption de stratégies de couverture destinées à réduire la volatilité des prix et à assurer, dans la mesure du possible, que les coûts du gaz naturel demeurent concurrentiels avec les tarifs de l'électricité. Les activités reliées à la couverture des prix du gaz sont actuellement approuvées par la BCUC, et les gains ou les pertes sont de fait entièrement transmis aux clients. Les déterminations futures de la BCUC pourraient nuire à la capacité de Terasen Gas de recouvrer le coût futur du gaz naturel qu'elle livre à ses clients.

## ***Conditions météorologiques et saisonnalité***

Les conditions météorologiques durant l'année ont une incidence marquée sur le volume de distribution puisqu'une importante partie du gaz distribué par Terasen Gas est en fin de compte utilisée pour chauffage local. À cause des tendances de consommation du gaz naturel, l'exploitation de distribution de gaz naturel de Terasen Gas dégage habituellement un bénéfice net trimestriel qui varie selon les saisons et peut ne pas être un indicateur représentatif des bénéfices annuels. D'habitude, le bénéfice net des premier et quatrième trimestres est plus élevé, mais il est contrebalancé par les pertes nettes des deuxième et troisième trimestres. Voir la rubrique *L'entreprise acquise – Réglementation*.

## ***Risques liés à Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.***

TGVI est une concession en voie de développement dans le territoire de desserte à prix concurrentiels de l'île de Vancouver et dont le bassin de clients et les revenus sont insuffisants pour lui permettre de recouvrer son coût actuel du service et les insuffisances de revenus des périodes antérieures. Le coût du gaz plus élevé est désavantagé par rapport aux tarifs de l'électricité.

Pour prévoir des tarifs concurrentiels pendant le développement de la concession, la CPGNIV prévoit des revenus de redevances versés par le gouvernement provincial qui couvre en ce moment à peu près 20 % du prix actuel du service. Ces revenus doivent cesser à la fin de 2011, après quoi les clients de TGVI devront absorber le coût intégral du gaz et le recouvrement de tout déficit accumulé non épongé. Lorsque la CPGNIV expirera en 2011, la dette gouvernementale de premier rang sans intérêt au montant de 75 millions de dollars qui est actuellement traitée comme une contribution du

gouvernement à l'égard de la base tarifaire deviendra remboursable. À mesure que cette dette est remboursée, le coût de la base tarifaire accrue augmentera le coût du service et les tarifs demandés aux clients, ce qui rendra le gaz moins concurrentiel que l'électricité sur l'île de Vancouver.

La charge industrielle représente plus de 65 % du débit du réseau et environ deux tiers de cette quantité sont vendus aux termes de contrats annuels sans engagement à long terme. La perte de clients industriels augmentera le coût du service devant être récupéré auprès des clients résidentiels et commerciaux, ce qui pourrait nuire à la compétitivité des tarifs.

Bien que la BCUC ait approuvé un mécanisme de tarification pour TGVV aux termes duquel les tarifs demandés aux clients sont fixés à des niveaux excédant le coût du service pour TGVV, pour recouvrer l'amortissement du CRIR, le montant du recouvrement est limité aux prix des combustibles de remplacement concurrentiels. Un amortissement élevé du CRIR a été recouvré à la fois en 2005 et en 2006. Toutefois, le recouvrement du CRIR est sensible aux prix relatifs du gaz naturel et de l'électricité dans le territoire de desserte de TGVV, ainsi qu'aux marges dégagées dans le cadre des conventions de transport ferme de TGVV commentées plus loin. Il n'y a aucune certitude que TGVV pourra demander des tarifs suffisants pour lui permettre de recouvrer entièrement le CRIR avant l'expiration des paiements de redevances provinciales à la fin de 2011. Si TGVV ne parvient pas à recouvrer le CRIR d'ici 2011, il peut s'ensuivre une augmentation du coût du service.

### ***Permis gouvernementaux***

L'acquisition, la propriété et l'exploitation des entreprises et de l'actif de gaz nécessitent de nombreux permis, approbations et certificats des organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux et des autorités locales. Terasen Gas peut ne pas être en mesure d'obtenir ou de maintenir toutes les approbations requises des autorités de réglementation. Si l'obtention d'une approbation requise des autorités de réglementation est retardée ou encore si Terasen Gas omet de maintenir ou d'obtenir une approbation requise ou omet de respecter une loi, un règlement ou une condition d'approbation qui s'applique, l'exploitation de son actif et sa distribution du gaz pourraient être interdites ou devenir assujetties à des coûts additionnels, et n'importe laquelle de ces situations pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur Terasen Gas.

### ***Répercussions de l'évolution de la conjoncture économique***

L'ajout de nouveaux clients pour Terasen Gas résulte habituellement de l'accroissement de la population et des nouvelles mises en chantier domiciliaires, lesquels sont touchés par l'état de l'économie en Colombie-Britannique. Terasen Gas est également soumise aux changements des tendances des mises en chantier qui sont passées des habitations unifamiliales aux habitations multifamiliales, dont le taux de pénétration du gaz naturel est inférieur. Bien que les mises en chantier de nouvelles résidences aient augmenté en Colombie-Britannique en 2006, la croissance des mises en chantier d'habitations multifamiliales continue d'excéder considérablement celle des mises en chantier d'habitations unifamiliales. De plus, la construction de bâtiments plus efficaces et les efforts constants de conservation des clients réduisent la consommation annuelle moyenne de gaz naturel. La conjoncture économique en vigueur a également une incidence sur les ventes et le service de transport à l'endroit des clients commerciaux et industriels à gros volume.

### ***Approvisionnement en gaz naturel***

Terasen Gas dépend d'un choix limité de fournisseurs de pipelines et de services de stockage, particulièrement dans les territoires de desserte de Vancouver, de la vallée du Fraser et de l'île de Vancouver, où les clients des services de distribution de gaz naturel de Terasen Gas sont en majorité situés. En conséquence, les prix du marché régional ont été à l'occasion plus élevés

qu'ailleurs en Amérique du Nord en raison de la capacité insuffisante de stockage et des pipelines sur une base saisonnière et en périodes de pointe pour répondre à la demande croissante de gaz naturel en Colombie-Britannique.

En outre, Terasen Gas dépend lourdement d'un pipeline de transport de source unique. Dans l'éventualité d'une interruption prolongée du service sur le réseau pipelinier Spectra, les clients résidentiels de Terasen Gas pourraient connaître des pannes, ce qui nuirait aux revenus et augmenterait les coûts de la remise en service sécuritaire pour les clients.

### ***Accès aux capitaux et notation du crédit***

Pour répondre aux besoins des dépenses en immobilisations et de remboursement de la dette de son entreprise, Terasen Gas doit bénéficier d'un accès fiable à des capitaux suffisants et d'un bon rapport coût-efficacité. La capacité d'obtenir un tel financement est soumise à de nombreux facteurs, dont le cadre de réglementation en Colombie-Britannique, les résultats d'exploitation et la situation financière de Terasen Gas, la conjoncture dans les marchés boursiers et du crédit bancaire, les notations attribuées par les agences de notation du crédit et la conjoncture économique générale. Rien ne garantit que des capitaux suffisants seront disponibles à des conditions acceptables pour financer ces dépenses en immobilisations, ainsi que pour rembourser la dette existante.

Si Terasen Gas ne parvient pas à maintenir une notation du crédit de la qualité d'un placement, son accès au financement par emprunt pourrait s'en trouver compromis. De plus, un déclassement de sa notation par l'une des grandes agences de notation du crédit pourrait déclencher des appels de marge ou nécessiter d'autres liquidités aux termes des contrats d'achat de gaz et d'instruments dérivés sur marchandises de Terasen Gas.

### ***Taux d'intérêt***

Terasen Gas est exposée aux risques relatifs des taux d'intérêt associés à la dette à taux variable. Terasen Gas a instauré des programmes de couverture pour réduire ses risques liés aux taux d'intérêt. Les RAO autorisés pour TGI et TGVI sont déterminés par une formule qui occasionne des RAO autorisés inférieurs si les rendements des obligations du Canada à long terme diminuent.

### ***Risque lié au crédit de la contrepartie***

Terasen Gas est exposée au risque du crédit en cas d'inexécution par les contreparties aux instruments dérivés. Terasen Gas est également exposée à un risque du crédit élevé à l'égard des ventes réelles hors réseau.

### ***Responsabilités potentielles non divulguées associées à l'acquisition***

Dans le cadre de l'acquisition, il peut exister des responsabilités que la société n'a pu découvrir ou n'a pu assujettir à une réserve dans l'examen de bonne diligence qu'elle a effectué avant la signature de la convention d'acquisition et elle pourrait ne pas être indemnisée pour une partie ou l'ensemble de ses responsabilités. La découverte ou la quantification de toute responsabilité importante pourrait avoir de graves conséquences défavorables sur l'entreprise, la situation financière ou les perspectives futures de la société. De plus, la convention d'acquisition limite le montant pour lequel la société peut être indemnisée. Voir la rubrique *Convention d'acquisition – Indemnités relatives à l'acquisition*.

## ***Relations de travail***

Les membres du personnel syndiqué de TGI et de TGVI font partie de syndicats qui ont conclu des conventions collectives avec TGI. Les dispositions de ces conventions collectives ont une incidence sur la souplesse et l'efficacité de l'entreprise exploitée par TGI, TGVI et TGWI (qui dépend de GTI pour son service à la clientèle et ses services de gestion et d'exploitation). Bien que TGI soit d'avis que ses relations avec ses syndicats de travail sont satisfaisantes, rien ne garantit que les relations actuelles se poursuivront lors des négociations futures, ni que les modalités des conventions collectives actuelles seront renouvelées. L'incapacité de maintenir ou de renouveler les conventions collectives à des conditions acceptables pourrait, par suite de conflits de travail, augmenter les coûts de la main-d'œuvre ou occasionner des interruptions du service qui ne sont pas prévues dans les ordonnances approuvées, ce qui pourrait nuire aux résultats d'exploitation, aux flux de trésorerie et au bénéfice net de Terasen Gas.

## ***Pertes sous-assurées et non assurées***

Fortis et Terasen Gas maintiennent en tout temps une garantie d'assurance relative aux responsabilités potentielles et à la perte accidentelle de valeur de certains de leurs éléments d'actif contre les risques, d'après les montants et auprès des assureurs jugés appropriés, compte tenu de tous les facteurs pertinents, y compris les pratiques des propriétaires d'éléments d'actif ou d'exploitations similaires. On s'attend à ce qu'une telle garantie d'assurance soit maintenue. Toutefois, les risques ne sont pas tous couverts par une assurance, et rien ne garantit que cette assurance sera toujours disponible ou qu'elle le sera toujours à des conditions réalisables sur le plan économique, ni que les montants de l'assurance seront suffisants pour couvrir les pertes ou les réclamations pouvant survenir et concernant l'actif ou l'exploitation de Fortis ou de Terasen Gas.

## ***Environnement***

Terasen Gas est soumise à bon nombre de lois, de règlements et de directives régissant la gestion, le transport et la disposition de substances dangereuses et d'autres déchets et portant autrement sur la protection de l'environnement, ainsi que sur la santé et la sécurité. Des dommages à l'environnement et des coûts potentiels pourraient se matérialiser par suite de conditions météorologiques violentes, d'une catastrophe naturelle ou d'une panne d'équipement importante. Toutefois, rien ne garantit que ces coûts pourront être recouverts et, s'ils sont élevés, les coûts non recouverts pourraient nuire à l'entreprise, aux résultats d'exploitation et aux perspectives de Terasen Gas.

Terasen Gas est exposée aux risques environnementaux auxquels les propriétaires en Colombie-Britannique font habituellement face. Ces risques comprennent la responsabilité de tout propriétaire de restaurer l'emplacement des propriétés dont la contamination a été établie, que cette contamination ait ou non été causée réellement par le propriétaire. La plupart des installations de distribution et de transport de Terasen Gas existent depuis de nombreuses années et n'ont jamais eu de répercussion défavorable apparente sur l'environnement. Cependant, à mesure que les installations sont mises à niveau et que de nouvelles installations sont ajoutées, des évaluations environnementales et des approbations des autorités de réglementation seront requises dans le cours normal.

Les lois applicables sur l'environnement et la sécurité assujettissent les propriétaires, les exploitants et personnes responsables de la gestion et du contrôle des installations à des poursuites ou à des mesures administratives pour les violations des lois sur l'environnement et la sécurité, y compris l'omission d'obtenir les certificats d'approbation pour l'évacuation de matières polluantes ayant des répercussions nuisibles. Terasen Gas n'a été informée d'aucune mesure de réglementation

de cette nature à l'égard de son exploitation ou de l'occupation de ses installations. Toutefois, il est impossible de prévoir avec une certitude absolue la position que les autorités de réglementation adopteront en cas de non-conformité avec les lois sur l'environnement et la sécurité. Les changements apportés à la réglementation en matière d'environnement, de santé et de sécurité pourraient aussi entraîner des hausses marquées de coûts pour Terasen Gas.

### ***Terres des Premières nations***

Terasen Gas fournit des services à des clients dans les réserves des Premières nations en Colombie-Britannique et maintient des installations de distribution de gaz sur des terrains assujettis à des revendications territoriales de la part de diverses Premières nations. Un processus de négociation de traité visant diverses Premières nations et le gouvernement de la Colombie-Britannique se déroule actuellement dans cette province, mais le fondement des règlements pouvant être conclus dans le territoire de desserte de Terasen Gas n'est pas clair. De plus, les Premières nations ne participent pas toutes au processus. Jusqu'à maintenant, le gouvernement de la Colombie-Britannique a eu pour politique de tenter de structurer les règlements sans porter atteinte aux droits existants de tiers comme Terasen Gas. Toutefois, rien ne garantit que le processus de règlement ne nuira pas à l'entreprise de Terasen Gas.

### ***Résultats d'exploitation et risques liés au financement***

La direction de la société croit que, sur le fondement de ses attentes concernant le rendement futur de la société, les flux de trésorerie provenant de son exploitation et les fonds à sa portée aux termes de ses facilités de crédit seront adéquats pour lui permettre de financer ses activités, d'exécuter sa stratégie d'entreprise et de maintenir un niveau de liquidités adéquat. Cependant, les revenus prévus et les coûts des dépenses en immobilisations planifiés ne sont que des estimations. De plus, les flux de trésorerie réels découlant de l'exploitation dépendent de la réglementation, du marché et d'autres conditions indépendantes de la volonté de la société. À ce titre, aucune assurance ne peut être donnée que les attentes de la direction concernant le rendement futur se matérialiseront. De plus, les attentes de la direction relatives au rendement futur de la société reflètent l'état actuel de ses renseignements sur Terasen Gas et son exploitation, et il n'y a aucune assurance que ces renseignements sont exacts et complets en tous points importants.

### ***Gestion de l'exploitation accrue***

Par suite de l'acquisition, le personnel et les systèmes financiers, de direction et d'exploitation de la société devront faire face à de lourdes demandes. Rien ne garantit que les systèmes, procédures et contrôles de la société seront adéquats pour soutenir l'expansion de son exploitation résultant de l'acquisition. Les résultats d'exploitation futurs de la société dépendront de la capacité des membres de la direction et du personnel clé de celle-ci de gérer la situation commerciale évolutive, ainsi que d'instaurer et d'améliorer ses contrôles opérationnels et financiers et ses systèmes d'information.

**ANNEXE B**

**Terasen Inc.**

**États financiers consolidés de  
Exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005**

## **RAPPORT DES VÉRIFICATEURS À L'ACTIONNAIRE**

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Terasen Inc. au 31 décembre 2006 et les états des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2006, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2005 et pour l'exercice terminé à cette date ont été vérifiés par d'autres vérificateurs qui ont exprimé une opinion sans réserve sur ces états financiers dans leur rapport daté du 3 février 2006, sauf en ce qui concerne la note 19 b), pour laquelle il est daté du 2 mars 2006, et la note 19 c), pour laquelle il est daté du 31 mars 2006.

(signé) « *PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.* »

### **Comptables agréés**

Vancouver, Canada  
Le 29 mars 2007

**Terasen Inc.**  
**États consolidés des résultats**

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005
	En millions de dollars canadiens	
<b>Produits</b>		
Distribution de gaz naturel	1 741,1 \$	1 678,0 \$
Transport de pétrole	242,4	227,8
Autres activités	44,2	46,7
	<b>2 027,7</b>	<b>1 952,5</b>
<b>Charges</b>		
Coût du gaz naturel	1 117,9	1 063,7
Coût des produits tirés des autres activités	27,1	28,9
Exploitation et entretien	292,4	320,7
Amortissement	145,2	142,6
Impôts fonciers et autres impôts et taxes	74,5	71,9
	<b>1 657,1</b>	<b>1 627,8</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>370,6</b>	<b>324,7</b>
Frais de financement (note 13)	179,5	191,4
Bénéfice avant la quote-part du résultat d'entités satellites, le résultat des activités abandonnées et les impôts sur les bénéfices	191,1	133,3
Quote-part du résultat de Clean Energy, déduction faite des frais de cession [note 3 b)]	-	2,5
Quote-part du résultat du réseau Express	24,5	21,9
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et le résultat des activités abandonnées</b>	<b>215,6</b>	<b>157,7</b>
Impôts sur les bénéfices (note 14)	68,4	51,6
<b>Bénéfice avant le résultat des activités abandonnées</b>	<b>147,2</b>	<b>106,1</b>
Perte découlant des activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices [note 3 a)]	(17,5)	(4,9)
<b>BÉNÉFICE NET</b>	<b>129,7 \$</b>	<b>101,2 \$</b>

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.*



**Terasen Inc.**  
**États consolidés des bénéfices non répartis**

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005
	En millions de dollars canadiens	
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	425,0	\$ 418,9
Bénéfice net	129,7	101,2
	554,7	520,1
Dividendes sur les actions ordinaires	-	95,1
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	554,7	\$ 425,0

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.*

**Terasen Inc.**  
**Bilans consolidés**

	31 décembre	
	2006	2005
	En millions de dollars canadiens	
<b>Actif</b>		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	11,2	\$ 79,4
Débiteurs	336,5	468,1
Gaz stocké et stocks de fournitures	189,5	205,7
Charges payées d'avance	12,6	14,1
Tranche à court terme des comptes de stabilisation des tarifs (note 6)	134,5	28,4
Actifs à court terme destinés à la vente [note 3 a)]	-	54,8
	<b>684,3</b>	<b>850,5</b>
Immobilisations corporelles (note 5)	4 194,7	3 907,9
Placement à long terme	260,9	238,3
Écart d'acquisition	76,4	76,4
Comptes de stabilisation des tarifs (note 6)	48,3	48,3
Autres actifs (note 7)	113,2	98,6
Actifs à long terme destinés à la vente [note 3 a)]	-	109,9
	<b>5 377,8</b>	<b>\$ 5 329,9</b>
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif à court terme		
Billets à court terme	556,0	\$ 681,0
Créditeurs et charges à payer	523,8	433,8
Impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes à payer	29,3	30,8
Tranche à court terme des comptes de stabilisation des tarifs (note 6)	-	47,9
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 8)	285,9	398,2
Montant à payer à la société mère	8,9	0,4
Passifs à court terme destinés à la vente [note 3 a)]	-	24,5
	<b>1 403,9</b>	<b>1 616,6</b>
Dette à long terme (note 8)	2 117,6	2 012,9
Autres passifs à long terme et crédits reportés (note 9)	198,4	182,3
Impôts sur les bénéfices futurs (note 14)	76,5	88,7
Passifs à long terme destinés à la vente [note 3 a)]	-	13,7
	<b>3 796,4</b>	<b>3 914,2</b>
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 10)	904,9	904,9
Surplus d'apport (note 11)	172,7	137,5
Bénéfices non répartis	554,7	425,0
Écart de conversion cumulé	0,1	(0,7)
	<b>1 632,4</b>	<b>1 466,7</b>
Moins le coût des actions ordinaires détenues par Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	51,0	51,0
	<b>1 581,4</b>	<b>1 415,7</b>
	<b>5 377,8</b>	<b>\$ 5 329,9</b>

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.*

Approuvé par le conseil :

(signé) « James M. Stanford », administrateur      (signé) « R.L. (Randy) Jespersen », administrateur

**Terasen Inc.**  
**États consolidés des flux de trésorerie**

	En millions de dollars canadiens			
	2006		2005	
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :				
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice avant le résultat des activités abandonnées	147,2	\$	106,1	\$
Ajustements pour tenir compte des éléments hors trésorerie				
Amortissement	145,2		142,6	
Quote-part du résultat de Clean Energy	-		(2,5)	
Excédent de la quote-part du résultat des placements à long terme sur les distributions en trésorerie	(22,6)		(19,4)	
Impôts sur les bénéfices futurs	(22,7)		2,9	
Autres	18,8		18,7	
	<b>265,9</b>		248,4	
Diminution des comptes de stabilisation des tarifs	7,9		10,1	
Variation du fonds de roulement	61,8		(68,3)	
	<b>335,6</b>		190,2	
<b>Activités d'investissement</b>				
Immobilisations corporelles	(377,1)		(214,7)	
Produit de la vente de Clean Energy [note 3 b)]	-		43,0	
Cession d'activités abandonnées, déduction faite de la trésorerie cédée	114,6		(30,9)	
Produit de la vente d'actifs de distribution de gaz naturel (note 9)	-		7,2	
Autres actifs et crédits reportés	(13,5)		(11,2)	
	<b>(276,0)</b>		(206,6)	
<b>Activités de financement</b>				
(Diminution) augmentation des billets à court terme	(125,0)		433,0	
Augmentation de la dette à long terme	419,7		601,5	
Réduction de la dette à long terme	(431,0)		(884,9)	
Avances de la société mère	8,5		0,4	
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission (note 10)	-		20,9	
Dividendes sur les actions ordinaires	-		(95,1)	
	<b>(127,8)</b>		75,8	
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie	<b>(68,2)</b>		59,4	
Trésorerie au début de l'exercice	79,4		20,0	
Trésorerie à la fin de l'exercice	11,2	\$	79,4	\$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés au cours de l'exercice	182,0	\$	187,6	\$
Impôts sur les bénéfices payés au cours de l'exercice	42,0		48,4	
Opérations hors trésorerie				
Évaluation à la valeur de marché de certains dérivés sur le gaz, montant reporté dans les comptes de stabilisation des tarifs	161,9		21,2	
Emprunt gouvernemental incorporé dans les immobilisations corporelles	3,7		-	
Acquisitions d'immobilisations corporelles incluses dans les créditeurs et charges à payer	49,3		-	

*La trésorerie s'entend de l'encaisse ou du découvert bancaire*

*Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.*

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

Terasen Inc. (« Terasen » ou la « société ») offre des services de transport de produits énergétiques et de gestion d'actifs de services publics. Terasen œuvrait dans trois secteurs principaux qui étaient gérés séparément pour permettre une meilleure évaluation des résultats d'exploitation.

a) Les activités de distribution de gaz naturel incluent le transport et la distribution de gaz naturel et de propane pour les clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et industriels situés en Colombie-Britannique. Les activités sont assurées par Terasen Gas Inc. (« Terasen Gas »), qui dessert les basses terres continentales (le « Lower Mainland ») et l'intérieur de la Colombie-Britannique, Terasen Gas (Vancouver Island) Inc. (« TGVI »), qui dessert l'île de Vancouver et la région côtière (la « Sunshine Coast »), Terasen Gas (Whistler) Inc. et Terasen Gas (Squamish) Inc.

b) Les activités de transport de pétrole sont assurées par Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (« Trans Mountain »), qui possède et exploite un réseau d'oléoducs public pour le pétrole brut et raffiné transporté d'Edmonton, en Alberta, à Vancouver en Colombie-Britannique, et à l'État de Washington, par Terasen Pipelines (Corridor) Inc. (« Corridor »), qui possède un oléoduc situé dans le nord de l'Alberta qui transporte de l'asphalte dilué, et par Express Pipeline LP et Express US Holdings LP (le « réseau Express. Le réseau Express transporte du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River, dans l'Illinois, en passant par la région des montagnes Rocheuses des États-Unis.

c) Les services d'eau et les services publics comprennent le traitement de l'eau et des eaux usées, la distribution d'eau et la collecte des eaux usées, le relevé des compteurs, la gestion du parc de compteurs et l'installation des appareils ainsi que la vente de produits liés à l'eau, aux systèmes d'évacuation des eaux usées et à l'irrigation. Ces activités sont menées par Terasen Waterworks (Supply) Inc., Terasen Utility Services Inc., Terasen Utility Services (U.S.) Inc. (collectivement l'« entreprise de services d'eau et de services publics Terasen ») et Fairbanks Sewer and Water Inc. (« FSW ») dans laquelle la société détient une participation de 50 %. Ces activités avaient été reclassées comme activités abandonnées au 31 décembre 2005 et ont été vendues au cours de 2006, comme le décrit la note 3 a).

d) Parmi les autres activités figurent les services de consultation internationale, la participation de 30 % dans CustomerWorks LP (« CWLP »), les frais de financement de la société et les frais d'administration, ainsi que la participation de 40 % de la société dans Clean Energy Fuels Corp. (« Clean Energy »), qui était proportionnellement consolidée jusqu'au premier trimestre de 2005, puis comptabilisée à la valeur de consolidation jusqu'à la vente de cette participation le 31 octobre 2005 [note 3 b)].

La société œuvre au Canada et aux États-Unis, mais à l'heure actuelle les activités aux États-Unis ne sont pas d'une envergure suffisante pour constituer à elles seules un secteur d'exploitation isolable ou un secteur géographique isolable.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

Le 30 novembre 2005, Kinder Morgan, Inc. (« KMI ») a acquis toutes les actions de la société aux termes d'un accord de regroupement en date du 1<sup>er</sup> août 2005. Les actionnaires de la société ont pu choisir, pour chacune des actions qu'ils détenaient, de i) recevoir 35,75 \$ en espèces, ii) d'échanger leur action contre 0,3331 action ordinaire de KMI ou iii) de recevoir 23,25 \$ en espèces plus 0,1165 action ordinaire de KMI. Au total, environ 12,5 millions d'actions ordinaires de KMI ont été émises, et approximativement 2,49 G\$ ont été versés aux porteurs de titres de Terasen. La société a comptabilisé dans ses résultats des frais après impôts de 42,9 M\$ en 2005 en relation avec cette opération. Les frais se composaient principalement de 14,7 M\$ de frais de placement avant impôts, de 14,4 M\$ d'indemnités de départ et de frais de personnel, de 3,6 M\$ de coûts liés aux options sur actions, comme il est décrit à la note 11, et de la radiation d'environ 15,3 M\$ de charge d'impôts sur les bénéfices liée aux reports de pertes en avant soumis à restrictions. Aucun coût de cette nature n'a été comptabilisé en 2006.

**1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES**

La préparation des présents états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers au titre d'actifs, de passifs, de produits et de charges, ainsi que sur les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

De l'avis de la direction, les présents états financiers consolidés ont été dressés en bonne et due forme dans les limites raisonnables de l'importance relative et dans le cadre des principales conventions comptables résumées ci-après.

**a) MODE DE PRÉSENTATION**

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société, ceux de ses filiales ainsi que sa quote-part dans les comptes des coentreprises. Les participations dans des entités qui ne sont ni des filiales, ni des coentreprises, mais sur lesquelles la société exerce une influence notable, sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation.

Certains chiffres correspondants de l'exercice précédent ont été reclassés pour être conformes à la présentation de l'exercice écoulé.

**b) CONVERSION DES DEVICES**

Les activités de transport de pétrole effectuées par la société aux États-Unis sont intégrées, étant converties en dollars canadiens selon la méthode temporelle. Selon cette méthode, les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, à l'exception d'une fraction de la dette à long terme du réseau Express, qui est considérée comme une couverture des produits libellés en dollars américains de ce réseau. Les actifs et les passifs non monétaires libellés en devises sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de leur acquisition, pour les actifs, ou de leur prise en charge, pour les passifs. Les produits et les charges sont convertis au taux de change moyen en vigueur pendant le mois au cours duquel les opérations ont eu lieu. Selon cette méthode, les gains et pertes de change découlant de la conversion sont imputés aux résultats au moment où ils se produisent.

La société convertit les états financiers libellés en dollars américains de l'entreprise autonome de services d'eau et de services publics ainsi que ceux de Clean Energy en dollars canadiens selon la méthode du cours de clôture. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date du bilan, les éléments des produits et des charges sont convertis au taux de change moyen de la période, et les gains et pertes de change découlant de la conversion des états financiers sont constatés au poste « Écart de conversion cumulé » dans les capitaux propres.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

c) RÉGLEMENTATION

Les sociétés de distribution de gaz naturel sont régies par la réglementation de la British Columbia Utilities Commission (la « BCUC »), qui est un organisme de réglementation indépendant. Terasen Gas et TGVI ont conclu des accords de plusieurs années qui expirent à la fin de 2007. Ces accords pluriannuels sont fondés sur les coûts de service, à des taux de rendement autorisés déterminés en fonction d'une base de tarification établie par la BCUC. Le 2 mars 2006, la BCUC a rendu une décision approuvant la modification du ratio réputé des capitaux propres de Terasen Gas et de TGVI, lesquels sont passés de 33 % à 35 % et de 35 % à 40 %, respectivement, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. Aux termes de la même décision, le calcul du rendement des capitaux propres (« RCP ») standard a été modifié, et la nouvelle formule a donné lieu à une augmentation du RCP autorisé. De ce fait, le RCP autorisé pour 2006 est passé de 8,29 % à 8,80 % pour Terasen Gas et de 8,79 % à 9,50 % pour TGVI. Pour 2007, le RCP autorisé est de 8,37 % pour Terasen Gas et de 9,07 % pour TGVI.

Les RCP autorisés sont établis selon un ratio théorique de 65 % de capitaux d'emprunt et 35 % de capitaux propres, pour Terasen Gas, et de 60 % de capitaux d'emprunt et 40 % de capitaux propres pour TGVI. La base tarifaire fait l'objet d'un examen annuel, et les RCP autorisés sont ajustés chaque année, sauf si la BCUC en décide autrement.

Les activités de Trans Mountain et du réseau Express sont régies par des ententes contractuelles conclues avec des expéditeurs et elles sont réglementées par l'Office national de l'énergie, au Canada, alors qu'aux États-Unis, la tarification est réglementée par la Federal Energy Regulatory Commission. Ces deux organismes de réglementation sont indépendants. Trans Mountain a conclu un nouvel accord avec des expéditeurs. Cet accord expirera à la fin de 2010. Le réseau Express bénéficie d'accords de service fermes qui durent jusqu'en 2015.

Les activités de Corridor sont régies par des ententes contractuelles conclues avec des expéditeurs et sont réglementées par l'Alberta Energy and Utilities Board (« l'AEUB »), organisme de réglementation indépendant. Les tarifs de Corridor sont fondés sur les coûts de service et déterminés en fonction de formules intégrées dans les accords avec les expéditeurs.

FSW est réglementée par la Regulatory Commission of Alaska, organisme de réglementation indépendant. FSW a conclu un accord fondé sur les coûts de service et sur un RCP autorisé établi par la Regulatory Commission. Jusqu'à la vente de la société, FSW utilisait une base tarifaire provisoire.

Plus de 95 % des activités de la société sont soumises à des tarifs réglementés par des organismes de réglementation indépendants. Ces organismes de réglementation exercent un pouvoir légal en matière de taux de rendement, de construction et d'exploitation d'installations, de pratiques comptables, de tarifs, de droits de transport et d'ententes contractuelles conclues avec la clientèle.

Pour tenir compte de l'incidence économique de la réglementation, il se peut que le moment auquel sont constatés certains produits et charges découlant de telles activités diffère de celui qui, autrement, est prévu par les principes comptables généralement reconnus pour des activités non réglementées.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

Les actifs réglementaires correspondent aux montants que la société prévoit de recouvrer auprès des clients au cours de périodes futures par le biais des tarifs. Les passifs réglementaires correspondent aux montants que la société prévoit de rembourser aux clients au cours de périodes futures par le biais des tarifs. Si les tarifs ne sont pas réglementés, les PCGR ne permettent pas la constatation d'actifs et de passifs réglementaires, et l'incidence sur les résultats est constatée pour la période au cours de laquelle les charges sont engagées, ou les produits, gagnés. Les actifs réglementaires à long terme sont comptabilisés à titre d'autres actifs, alors que les actifs réglementaires à court terme sont comptabilisés à titre de débiteurs. Les passifs réglementaires sont comptabilisés dans les autres passifs à long terme et crédits reportés.

Les effets de la réglementation des tarifs sur les résultats d'exploitation de la société au 31 décembre 2006 et pour la période de douze mois terminée à cette date sont décrits dans la présente section « Principales conventions comptables » ainsi qu'à la note 5 « Immobilisations corporelles », à la note 6 « Comptes de stabilisation des tarifs », à la note 7 « Autres actifs », à la note 9 « Autres passifs à long terme et crédits reportés », à la note 12 « Régimes d'avantages sociaux », à la note 13 « Frais de financement » et à la note 14 « Impôts sur les bénéfices ».

d) STOCKS

Le gaz stocké est évalué au coût moyen pondéré. Le coût du gaz stocké est recouvré ultérieurement auprès des clients par le biais des tarifs. Les stocks de fournitures et les autres stocks sont évalués au prix coûtant ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

e) PLACEMENTS À LONG TERME

Les participations dans des entités sur lesquelles la société exerce une influence notable du point de vue de l'exploitation sont comptabilisées à la valeur de consolidation et sont présentées à titre de placements à long terme dans le bilan consolidé. Les autres placements à long terme, lorsque la société n'exerce pas d'influence notable, sont comptabilisés au coût et sont présentés à titre d'autres actifs dans le bilan consolidé.

Lorsque la valeur comptable des placements à long terme en dépasse la juste valeur et que la baisse de la juste valeur est durable, la valeur comptable est ramenée à la juste valeur.

f) IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé et les apports non amortis d'aide à la construction. Le coût englobe tous les frais directs engagés aux fins de l'expansion, de l'amélioration et du remplacement des réseaux, la fraction des coûts indirects attribuée à ces immobilisations corporelles ainsi qu'une provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Lorsque les organismes de réglementation l'autorisent, les entreprises dont les activités sont réglementées capitalisent une provision pour les capitaux propres utilisés durant la construction à des taux approuvés.

L'amortissement des actifs réglementés est calculé selon la méthode linéaire, sur la durée de vie utile de ces actifs. Les taux d'amortissement des actifs réglementés sont approuvés par les organismes de réglementation pertinents, et ceux des actifs non réglementés doivent être établis à partir d'estimations de la direction quant à la durée de vie utile des actifs. L'amortissement du matériel non réglementé est calculé selon la méthode de l'amortissement dégressif.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

Le coût des immobilisations amortissables et réglementées qui sont mises hors service, ainsi que les frais d'enlèvement, déduction faite de la valeur de récupération, est porté en diminution de l'amortissement cumulé, tout comme le sont les gains ou les pertes découlant de la sortie de ces immobilisations.

g) PERTE DE VALEUR DES ACTIFS À LONG TERME

Les actifs à long terme font l'objet d'un test de dépréciation lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité d'un actif est mesurée en comparant la valeur comptable de l'actif avec les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs que cet actif est censé générer. Si la valeur comptable de l'actif dépasse les flux de trésorerie futurs estimatifs qu'il est censé générer, une perte de valeur correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de l'actif est constatée.

h) OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

La société constate la juste valeur d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations à titre de passif au cours de la période durant laquelle elle contracte une obligation juridique liée à la mise hors service d'une immobilisation corporelle par suite de son acquisition, de sa construction, de sa mise en valeur ou de son exploitation normale. Simultanément, la société constate une augmentation correspondante de la valeur comptable de l'immobilisation connexe, augmentation qui est amortie sur la durée de vie restante de l'immobilisation. La juste valeur de l'obligation liée à la mise hors service de l'immobilisation est estimée selon la méthode des flux de trésorerie prévus qui reflète une fourchette de résultats possibles, actualisés selon un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit. Par la suite, l'obligation liée à la mise hors service de l'immobilisation est ajustée à la fin de chaque période pour prendre en compte l'écoulement du temps et les variations des flux de trésorerie futurs estimatifs sous-jacents de l'obligation.

Les variations de l'obligation dues à l'écoulement du temps sont imputées aux résultats, à titre de charges d'exploitation, selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les variations de l'obligation découlant des variations des flux de trésorerie estimatifs sont comptabilisées sous forme d'ajustement de la valeur comptable de l'immobilisation connexe, lequel est amorti sur la durée de vie restante de l'immobilisation.

Étant donné qu'il n'est pas possible d'établir maintenant la juste valeur des futurs coûts d'enlèvement et de restauration des lieux pour les réseaux de distribution de gaz naturel et de transport de pétrole de la société, cette dernière n'a constaté aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations aux 31 décembre 2006 et 2005. Pour les activités à tarifs réglementés, la société peut raisonnablement s'attendre à recouvrer les coûts de mise hors service d'immobilisations par le biais des futurs tarifs ou droits de péage.

i) COMPTES DE STABILISATION DES TARIFS

TGVI maintient un compte de report de l'insuffisance des produits (« CRIP »), autorisé par la BCUC, dans le but d'accumuler les coûts non recouverts liés à la prestation de services aux clients ou de prélever ces coûts lorsque le bénéfice dépasse un certain rendement autorisé défini par la BCUC. Le montant du CRIP est le cumul de l'excédent du bénéfice autorisé sur les bénéfices réalisés avant 2003 et il doit être recouvert par le biais des futurs tarifs. Au cours des exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005, le CRIP a diminué car les bénéfices obtenus ont dépassé le rendement autorisé.



**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

La BCUC a autorisé Terasen Gas à maintenir des comptes de stabilisation des tarifs afin d'atténuer les effets de facteurs imprévisibles et hors de sa volonté sur son bénéfice. Il s'agit notamment des variations de volumes dues aux conditions climatiques et des fluctuations du coût du gaz naturel. Le mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (« MRSP ») sert à accumuler les effets que les différences entre la consommation réelle des clients des secteurs résidentiel et commercial et leur consommation prévue peuvent avoir sur la marge.

Le compte de rapprochement du coût des marchandises (« CRCM ») et le compte de rapprochement du coût des activités médianes (« CRCAM ») accumulent les écarts entre les coûts réels du gaz naturel et ceux prévus tels qu'ils sont recouverts par le biais des tarifs de base. Les deux comptes séparent les coûts imputables à l'ensemble des ventes aux clients (CRCAM) et ceux imputables à l'ensemble des ventes aux clients du secteur résidentiel ainsi qu'à certains clients des secteurs commercial et industriel pour lesquels Terasen Gas doit s'approvisionner en gaz (CRCM). TGVI utilise un compte de variation des coûts du gaz (« CVCG ») qui atténue l'incidence de la volatilité des coûts du gaz naturel sur son bénéfice. Le CVCG peut être recouvert ultérieurement par le biais des tarifs auprès des clients dans les zones de services de TGVI.

Tous les soldes des comptes de stabilisation des tarifs de TGVI et de Terasen Gas sont amortis et recouverts par le biais de tarifs, conformément à l'autorisation de la BCUC.

j) CHARGES REPORTÉES

La société reporte certains frais dont le recouvrement par le biais de futurs tarifs ou droits de péage est exigé ou autorisé par les organismes de réglementation ou aux termes d'ententes contractuelles. Les charges reportées sont amorties sur diverses périodes approuvées par l'organisme de réglementation et en fonction de la nature des frais.

Les charges reportées comprennent les frais d'émission de titres d'emprunt à long terme, frais qui sont amortis sur la durée des titres d'emprunt connexes.

Les charges reportées qui ne sont pas réglementées sont liées à des projets susceptibles de générer des avantages dans l'avenir et elles seront capitalisées à l'achèvement du projet, passées en charges si le projet est abandonné ou amorties sur leur durée de vie utile.

k) ÉCART D'ACQUISITION

L'écart d'acquisition représente l'excédent d'un investissement sur la juste valeur de l'actif net acquis. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il fait l'objet d'un test de dépréciation annuel; la valeur comptable est alors comparée à la juste valeur de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation à laquelle l'écart d'acquisition est attribué. Toute insuffisance de la valeur comptable par rapport à la juste valeur doit être constatée à titre de perte de valeur.

l) CONSTATATION DES PRODUITS

La société constate les produits lorsque les marchandises ont été livrées ou que les services ont été fournis.

Les entreprises de services de distribution de gaz naturel comptabilisent les produits tirés de la vente de gaz naturel d'après les relevés réguliers des compteurs et les estimations de la consommation entre la date du dernier relevé et la fin de l'exercice et ils sont ajustés pour tenir compte du MRSP et d'autres décisions approuvées par la BCUC.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

Les produits tirés du transport de pétrole sont comptabilisés au moment de la livraison et ils sont ajustés en fonction des instructions des règlements sur les droits de transport convenus avec les expéditeurs et approuvés par l'organisme de réglementation pertinent.

Les produits tirés de l'entreprise de services d'eau et de services publics sont comptabilisés lorsque les services ont été rendus ou que les marchandises ont été livrées.

m) INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La société a recours à des instruments dérivés ainsi qu'à d'autres instruments financiers pour gérer le risque auquel l'exposent les variations du taux de change, du taux d'intérêt et du prix des produits énergétiques.

Pour être comptabilisé à titre de couverture, un instrument dérivé doit être désigné comme tel, et son efficacité, reconnue. La société désigne chaque instrument dérivé à titre de couverture d'actifs ou de passifs spécifiques au bilan ou à titre d'engagements fermes particuliers ou d'opérations prévues. La société évalue également, à leur mise en place puis de manière régulière, si les instruments dérivés utilisés dans chaque opération de couverture compensent efficacement les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Les instruments dérivés comptabilisés à titre de couverture n'étaient pas constatés dans les états financiers consolidés aux 31 décembre 2006 et 2005.

Les instruments financiers dérivés non désignés comme des couvertures efficaces sont comptabilisés à leur juste valeur à la date du bilan. La valeur comptable de ces instruments dérivés, y compris les gains et pertes non réalisés, est incluse dans les débiteurs, dans le cas des contrats en position de gain, ou dans les créditeurs et charges à payer, dans le cas des contrats en position de perte. Le gain ou la perte compensatoire est inclus dans les comptes de stabilisation des tarifs, et les gains ou pertes réalisés sont transmis aux clients à leur réalisation.

Lorsqu'elle s'engage dans diverses opérations de couverture, la société documente en bonne et due forme toutes les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que les objectifs et la stratégie de sa gestion des risques.

Tel que l'organisme de réglementation l'a autorisé, les instruments dérivés sont utilisés pour gérer le risque lié au prix du gaz naturel dans les activités de distribution de gaz naturel. La plupart des contrats d'approvisionnement en gaz naturel sont assortis de prix variables plutôt que de prix fixes. La société a recours à des swaps de prix du gaz naturel afin de fixer le prix d'achat réel. Tous les écarts entre le coût réel du gaz naturel acheté et le prix du gaz naturel pris en compte dans les tarifs sont inscrits dans les comptes de report (CRCM et CRCAM) et, sous réserve de l'autorisation réglementaire, ils sont imputés aux clients par le biais des tarifs futurs.

Le risque de change associé aux activités de distribution de gaz naturel touche principalement les achats et les ventes de gaz naturel libellés en dollars américains et est géré par le biais des comptes de report réglementaires.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

Les emprunts à court terme et la dette à long terme à taux variable de la société exposent cette dernière au risque de taux d'intérêt. La société gère ce risque en ayant recours à des instruments dérivés sur taux d'intérêt; les sommes payées et les sommes reçues aux termes des swaps de taux d'intérêt sont constatées à titre d'ajustement des frais de financement.

Le bénéfice que la société tire du tronçon américain du réseau de pipelines transportant le pétrole brut de Trans Mountain et la participation de la société dans le réseau Express sont exposés au risque de change. La société gère une partie des risques de change en utilisant des instruments dérivés sur devises.

Sauf autorisation contraire de l'organisme de réglementation, si un instrument dérivé est résilié ou cesse d'être efficace avant son échéance, le gain ou la perte à cette date est reporté, puis porté aux résultats en même temps que l'élément couvert. Toute variation subséquente de la valeur de l'instrument dérivé est portée aux résultats.

Les instruments dérivés qui ne sont pas des couvertures et qui ne sont pas soumis à une réglementation sont constatés à la valeur de marché à la date du bilan, et les variations de leur valeur sont imputées aux résultats.

n) RÉGIMES D'AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

La société offre à ses employés divers régimes d'avantages sociaux qui comprennent des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées ainsi que divers régimes complémentaires de retraite.

Les coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite gagnés par les employés sont établis par calculs actuariels à mesure que les employés fournissent les services, sauf lorsque l'organisme de réglementation pertinent exige que les coûts soient passés en charges au fur et à mesure de leur règlement. La société utilise la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les meilleures estimations de la direction en matière de rendement prévu des actifs des régimes, de l'augmentation des salaires, de l'âge de départ à la retraite des employés, de la mortalité et du coût futur prévu des soins de santé. Le taux d'actualisation servant à évaluer les obligations est calculé à partir du rendement d'obligations de sociétés cotées AA. La société constate par régularisation le coût des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi au fur et à mesure que ses employés fournissent des services, sauf lorsque les organismes de réglementation exigent que ces coûts soient passés en charges au moment du règlement.

Le rendement prévu des actifs des régimes repose sur l'estimation que la direction fait du taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes et sur une valeur axée sur la valeur marchande des actifs des régimes. La valeur axée sur la valeur marchande des actifs en date du 31 décembre 2006 est calculée comme étant la moyenne de la valeur marchande des actifs investis au 31 décembre 2006 et de deux valeurs marchandes extrapolées par calculs actuariels des actifs investis à cette date. Les deux valeurs marchandes extrapolées sont établies à l'aide de la valeur marchande des actifs investis au 31 décembre 2004, retraitée au 31 décembre 2006 pour tenir compte des cotisations nettes et des rendements présumés des investissements de 2005 et de 2006, et à l'aide de la valeur marchande des actifs investis au 31 décembre 2005, ajustée au 31 décembre 2006 pour tenir compte des cotisations nettes et des rendements présumés des investissements de 2006. La moyenne de ces trois montants sert ensuite à déterminer la valeur axée sur la valeur marchande des actifs des régimes utilisée pour le calcul de la charge nette des prestations.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

Les ajustements représentant plus de 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou 10 % de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, et découlant des modifications apportées aux régimes, des changements dans les hypothèses et des gains et pertes actuariels sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité du groupe d'employés couverts par les régimes. Les résultats réels seront souvent différents des hypothèses actuarielles, ce qui se traduit par des gains et des pertes actuarielles.

Les coûts des régimes à cotisations déterminées sont passés en charges par la société à mesure que les cotisations deviennent exigibles.

o) IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Pour ses activités réglementées de gaz naturel et de pétrole, la société constate sa charge d'impôts et la recouvre par le biais des tarifs, comme le prescrivent les organismes de réglementation concernés. Ainsi, elle comptabilise ses impôts sur les bénéfices en utilisant la méthode des impôts exigibles et comptabilise certains comptes de report et de stabilisation des tarifs après avoir déduit les incidences fiscales. Par conséquent, aucun impôt futur lié à des écarts temporaires n'est constaté.

La méthode des impôts exigibles est utilisée puisqu'il est raisonnable de croire que tous les impôts futurs seront recouverts par le biais des tarifs au moment où ils deviendront exigibles.

Pour ses activités non réglementées, la société suit la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Des actifs et des passifs d'impôts futurs sont établis en fonction des écarts temporaires entre la valeur fiscale des actifs et des passifs et leur valeur comptable. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont calculés par application du taux d'imposition qui devrait être en vigueur au moment où les écarts temporaires se résorberont.

p) RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

Avant le 30 novembre 2005, la société offrait un régime d'options sur actions aux termes duquel les dirigeants, les administrateurs et certains employés clés pouvaient se voir attribuer des options visant l'achat d'actions ordinaires. La société applique la méthode fondée sur la juste valeur pour évaluer les options sur actions attribuées depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2003. Selon cette méthode, la charge de rémunération est calculée à la juste valeur à la date d'attribution et elle est passée en charges sur la période d'acquisition des droits associés à l'attribution.

Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2003, la société utilisait la méthode du règlement pour comptabiliser les options sur actions. Selon cette méthode, toute contrepartie payée par les employés à l'exercice des options sur actions était portée au crédit des actions ordinaires, et aucune charge de rémunération n'était constatée.

Le régime d'options sur actions de la société a été abandonné le 30 novembre 2005 par suite de l'acquisition de la société par KMI.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

1. Principales conventions comptables (suite)

La société offrait un régime d'actions à dividende différé aux membres de la haute direction et du conseil d'administration aux termes de programmes de rémunération à long terme et aussi à titre de rémunération facultative offerte aux membres du conseil d'administration. Les actions à dividende différé étaient évaluées à la valeur de marché à la fin de chaque trimestre, et les gains ou les pertes étaient portés aux résultats. Théoriquement, les actions à dividende différé produisaient des dividendes qui, au moment de leur paiement, étaient réinvestis dans des actions à dividende différé supplémentaires. Ces dividendes étaient uniquement versés au comptant au moment du départ à la retraite ou de la cessation des fonctions. Les actions à dividende différé ont été réglées au comptant lors de l'acquisition de la société par KMI, le 30 novembre 2005.

q) ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005, la société a adopté la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables (variable interest entities) », du *Manuel de l'ICCA*. La société a passé en revue les entités avec lesquelles elle fait affaire et a conclu que, selon les définitions de la note d'orientation, l'entité Express US Holdings LP, dans laquelle elle détient une participation et qui fait partie du réseau Express, était considérée comme une entité à détenteur de droits variables. Comme la société ne s'avère pas être le principal bénéficiaire d'Express US Holdings LP, elle continue à comptabiliser sa participation dans le réseau Express à la valeur de consolidation. L'exposition future au risque de perte auquel fait face la société en raison de sa participation correspond à la valeur comptable de sa participation.

2. INFORMATIONS SECTORIELLES

<b>2006</b>	Distri- bution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	Total
Produits	1 741,1 \$	242,4 \$	44,2 \$	2 027,7 \$
Coût du gaz naturel	1 117,9	-	-	1 117,9
Coût des produits tirés des autres activités	-	-	27,1	27,1
Exploitation et entretien	197,5	83,8	11,1	292,4
Amortissement	102,1	37,6	5,5	145,2
Impôts fonciers et autres impôts et taxes	49,4	25,1	-	74,5
	<b>1 466,9</b>	<b>146,5</b>	<b>43,7</b>	<b>1 657,1</b>
Bénéfice d'exploitation	274,2	95,9	0,5	370,6
Frais de financement	123,3	26,8	29,4	179,5
Quote-part (du bénéfice) du réseau Express	-	(24,5)	-	(24,5)
Impôts sur les bénéfices (économie)	55,4	17,4	(4,4)	68,4
Bénéfice net (perte) avant le résultat des activités abandonnées	95,5	76,2	(24,5)	147,2
Perte attribuable aux activités abandonnées	-	-	(17,5)	(17,5)
Bénéfice net (perte)	95,5	76,2	(42,0)	129,7
Total de l'actif	3 698,5	1 639,4	39,9	5 377,8
Écart d'acquisition	76,4	-	-	76,4
Dépenses en immobilisations	147,4	229,4	0,3	377,1

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

<i>2005</i>	Distri- bution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	Total
	1 678,0 \$	227,8 \$	46,7 \$	1 952,5 \$
Produits	1 678,0	227,8	46,7	1 952,5
Coût du gaz naturel	1 063,7	-	-	1 063,7
Coût des produits tirés des autres activités	-	-	28,9	28,9
Exploitation et entretien	195,8	82,3	42,6	320,7
Amortissement	96,7	37,6	8,3	142,6
Impôts fonciers et autres impôts et taxes	47,4	24,6	(0,1)	71,9
	1 403,6	144,5	79,7	1 627,8
Bénéfice d'exploitation	274,4	83,3	(33,0)	324,7
Frais de financement	129,2	31,7	30,5	191,4
Quote-part (du bénéfice) du réseau Express	-	(21,9)	-	(21,9)
Impôts sur les bénéfices (économie)	54,4	9,0	(11,8)	51,6
(Bénéfice) de Clean Energy, après déduction des frais de cession	-	-	(2,5)	(2,5)
Bénéfice net (perte) avant le résultat des activités abandonnées	90,8	64,5	(49,2)	106,1
Perte attribuable aux activités abandonnées	-	-	(4,9)	(4,9)
Bénéfice net (perte)	90,8	64,5	(54,1)	101,2
Total de l'actif	3 663,6	1 404,2	262,1	5 329,9
Écart d'acquisition	76,4	-	-	76,4
Dépenses en immobilisations	176,3	37,4	1,0	214,7

Dans les informations sectorielles présentées dans les présents états financiers consolidés, l'entreprise de services d'eau et de services publics est classée dans les activités abandonnées. La participation de 30 % que Terasen détient dans CWLP est incluse dans les Autres activités.

### 3. ABANDON D'ACTIVITÉS ET CESSIONS

a) En janvier 2006, la société a conclu un contrat en vue de vendre l'entreprise de services d'eau et de services publics de Terasen, y compris sa participation de 50 % dans FSW, à un consortium constitué de tiers et de membres de la haute direction de l'entreprise de services d'eau et de services publics de Terasen. La vente ne comprend pas la participation que la société détient dans CWLP. La vente a été entérinée le 19 mai 2006.

Au 31 décembre 2005, la société avait classé les actifs et passifs des entités en voie d'être vendues dans les actifs et passifs destinés à la vente. Les produits et les charges pour 2005 et 2006 ont été reclassés en étant pris en compte dans la perte attribuable aux activités abandonnées. Le bénéfice avant impôts de 2005 inclut une perte de change de 7,2 \$ passée en charges et liée à la participation de la société dans des entreprises étrangères autonomes.

b) Le 31 octobre 2005, la société a vendu sa participation de 40,38 % dans Clean Energy pour un produit d'environ 35,9 M\$ US. La vente, combinée à la quote-part du bénéfice de l'entité satellite Clean Energy pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, a généré un gain de 2,5 M\$, compte tenu de la comptabilisation de tous les gains non réalisés sur les contrats à terme sur le gaz de Clean Energy de 2005, soit 10,9 M\$, et des pertes de change de 8,4 M\$ auparavant incluses dans les capitaux propres.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**4. PARTICIPATION DANS DES ENTITÉS SOUS CONTRÔLE CONJOINT**

Le 31 décembre 2006, la société détenait une participation de 30 % dans CWLP, qu'elle comptabilise en utilisant la méthode de consolidation proportionnelle. La quote-part de la société dans les actifs et passifs de FSW ne figure pas dans le tableau ci-dessous, car ils étaient classés dans les actifs et passifs destinés à la vente au 31 décembre 2005. La quote-part de la société dans les actifs et passifs de FSW au 31 décembre 2005 comprenait 52,8 M\$ d'actifs et 16,0 M\$ de passifs, tous classés comme destinés à la vente.

La quote-part de la société dans les actifs, passifs, produits, charges et flux de trésorerie de cette entité consolidée de façon proportionnelle se résume comme suit :

	2006		2005	
Actif à court terme	9,9	\$	10,2	\$
Actif à long terme (y compris les immobilisations corporelles et les écarts d'acquisition)	29,6		35,6	
Passif à court terme	27,6		39,4	
Produits	43,0		43,5	
Charges (y compris les frais de financement et les impôts sur les bénéfices)	35,8		36,4	
Bénéfice net tiré des activités poursuivies	7,2		7,1	
Bénéfice tiré des activités abandonnées	-		1,7	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	0,6		13,9	
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(0,9)		(0,1)	
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	-		-	

**5. IMMOBILISATIONS CORPORELLES**

*2006*

	Taux d'amortis- sement moyen pondéré		Prix coûtant	Amortis- sement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de distribution de gaz naturel	2,37	%	3 232,9 \$	679,8 \$	2 553,1 \$
Réseaux d'oléoducs	2,53	%	1 597,2	363,6	1 233,6
Usines, bâtiments et matériel	8,29	%	466,5	209,8	256,7
Terrains et droits sur des terrains	0,04	%	154,1	2,8	151,3
			<b>5 450,7 \$</b>	<b>1 256,0 \$</b>	<b>4 194,7 \$</b>

*2005*

	Taux d'amortis- sement moyen pondéré		Prix coûtant	Amortis- sement cumulé	Valeur comptable nette
Réseaux de distribution de gaz naturel	2,31	%	3 093,9 \$	596,7 \$	2 497,2 \$
Réseaux d'oléoducs	2,59	%	1 329,5	329,7	999,8
Usines, bâtiments et matériel	9,13	%	427,4	167,0	260,4
Terrains et droits sur des terrains	0,15	%	153,2	2,7	150,5
			<b>5 004,0 \$</b>	<b>1 096,1 \$</b>	<b>3 907,9 \$</b>

Avec l'autorisation des organismes de réglementation, au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la société a capitalisé une provision pour les capitaux propres utilisés durant la construction de 1,2 M\$ (1,0 M\$ en 2005), aux taux approuvés, et des frais indirects approuvés de 32,0 M\$ (31,1 M\$ en 2005), tout en effectuant les écritures de compensation dans l'état des résultats.

**6. COMPTES DE STABILISATION DES TARIFS**

	2006		2005	
<i>Actif à court terme</i>				
CRIP	7,3	\$	12,8	\$
MRSP	11,3		13,0	
CRCM	81,3		-	

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

CRCAM	25,5	-
Compte de variation du coût du gaz (TGVI)	9,1	2,6
	<b>134,5</b>	<b>28,4</b>
<i>Actif à long terme</i>		
CRIP	23,6	22,4
MRSP	24,7	25,9
	<b>48,3</b>	<b>48,3</b>
<i>Passif à court terme</i>		
CRCM	-	(21,3)
CRCAM	-	(26,6)
	-	(47,9)
Comptes de stabilisation des tarifs, montant net	<b>182,8</b>	<b>\$ 28,8</b>
		<b>\$</b>

## 6. COMPTES DE STABILISATION DES TARIFS (SUITE)

La tranche à court terme des comptes de stabilisation des tarifs correspond aux montants qui devraient être recouvrés ou remboursés par le biais des tarifs au cours du prochain exercice. Les recouvrements ou remboursements réels varieront en fonction de la consommation réelle de gaz naturel et des montants de recouvrement approuvés par la BCUC. Les comptes de stabilisation des tarifs sont présentés après déduction des impôts ou taxes, le cas échéant.

Il est prévu que le montant du compte MRSP soit recouvré par le biais des tarifs sur trois ans. Le recouvrement du solde du MRSP dépend des tarifs approuvés chaque année et des volumes de consommation réelle de gaz. Il est prévu que les montants du CRCAM et du CRCM soient entièrement recouvrés ou réglés au cours du prochain exercice. Le CRIP a accumulé le bénéfice autorisé en excédent des bénéfices gagnés avant 2003 et il doit être recouvré par le biais des futurs tarifs. Au cours des exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005, le CRIP a diminué car les bénéfices obtenus ont dépassé le rendement autorisé.

Si les tarifs n'étaient pas réglementés, les frais inclus dans les comptes de stabilisation des tarifs présentés ci-dessus auraient été imputés aux résultats de l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, générant ainsi une baisse de la marge totalisant 240,6 M\$ (hausse de 31,0 M\$ en 2005), une augmentation des produits tirés de la distribution de gaz naturel totalisant 4,3 M\$ (0,1 M\$ en 2005), une baisse de la charge d'impôts sur les bénéfices totalisant 75,9 M\$ (hausse de 15,4 M\$ en 2005) et une augmentation du bénéfice net totalisant 6,4 M\$ (15,5 M\$ en 2005) lié au CRIP.



**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**7. AUTRES ACTIFS**

	2006		2005	
Charges reportées				
Assujetties à la réglementation des tarifs et approuvées aux fins de recouvrement par le biais des tarifs	13,1	\$	10,6	\$
Impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des avantages postérieurs à l'emploi	8,7		9,5	
Frais d'émission de la dette à long terme	2,5		3,2	
Charges au titre du dégroupement des services destinés aux clients commerciaux	2,2		3,2	
Contrat de transport de remplacement	9,6		12,2	
Autres charges approuvées aux fins de recouvrement par le biais des tarifs				
Assujetties à la réglementation des tarifs, mais non encore approuvées aux fins de recouvrement par le biais des tarifs				
Coûts d'aménagement des projets d'investissement	25,3		19,5	
Redressement de la TVP liée au pipeline Southern Crossing	10,0		-	
Reports de l'impôt sur le capital des sociétés	7,6		7,5	
Autres éléments assujettis à la réglementation des tarifs mais non encore approuvés	0,2		1,7	
Inclus dans les entités non réglementées				
Frais d'émission de la dette à long terme	1,1		1,0	
Autres éléments inclus dans les entités non réglementées	2,5		2,7	
	<b>82,8</b>		<b>71,1</b>	
Actifs des régimes de retraite (note 12)	17,5		13,8	
Placements	1,7		2,2	
Créances à long terme	11,2		11,5	
	<b>113,2</b>	<b>\$</b>	<b>98,6</b>	<b>\$</b>

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, l'amortissement des charges reportées, par le biais des tarifs, a totalisé 4,9 M\$ (11,3 M\$ en 2005).

Le compte de report pour les impôts sur les bénéfices recouvrables au titre des avantages postérieurs à l'emploi regroupe les montants d'impôt sur la charge au titre des avantages postérieurs à l'emploi. La BCUC permet de facturer aux clients les avantages postérieurs à l'emploi, par le biais des tarifs, selon la méthode de la comptabilité d'exercice plutôt que selon la méthode de la comptabilité de caisse, ce qui entraîne un écart temporaire aux fins fiscales. Étant donné que Terasen Gas comptabilise ses impôts sur les bénéfices selon la méthode des impôts exigibles, l'incidence fiscale de l'écart temporaire est imputée au poste « Autres actifs » et diminue à mesure que les versements au comptant au titre des avantages postérieurs à l'emploi dépassent les charges comptabilisées et les montants recouverts auprès des clients par le biais des tarifs.

Les frais d'émission de la dette à long terme sont amortis sur la durée de la dette connexe, dont les dates d'échéance sont présentées à la note 8, « Dette à long terme ».

Les charges reportées au titre du dégroupement des services destinés aux clients commerciaux correspondent aux sommes engagées dans l'élaboration d'une solution de rechange qui permettrait aux clients commerciaux de s'adresser à des fournisseurs autres que Terasen Gas pour acheter du gaz naturel. La BCUC a approuvé le recouvrement de ces charges par le biais des tarifs sur une période de cinq ans, dont il restait trois ans au 31 décembre 2006.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**7. AUTRES ACTIFS (SUITE)**

Le compte de report relatif au contrat de transport de remplacement se rapporte aux montants que Terasen Gas est autorisée à recouvrer auprès des clients, par le biais des tarifs, afin de couvrir toute insuffisance des produits par rapport au montant minimal approuvé par la BCUC à l'égard du pipeline Southern Crossing de la société. Le compte de report est amorti et recouvré par le biais des tarifs sur une période de cinq ans, dont il restait trois ans au 31 décembre 2006.

Les coûts d'aménagement des projets d'investissement incluent les coûts des projets en cours qui sont sensés s'ajouter à la base tarifaire réglementée au cours des périodes à venir. Ces coûts incluent environ 22,3 M\$ (16,2 M\$ en 2005) pour Trans Mountain Expansion (« TMX ») et 3,0 M\$ (3,3 M\$ en 2005) pour les projets d'investissement actuellement en cours et dirigés par l'entreprise de distribution du gaz naturel.

Le compte de report relatif au redressement de la TVP liée au pipeline Southern Crossing correspond au paiement effectué par suite d'une évaluation de taxes de vente provinciales supplémentaires à payer pour le pipeline Southern Crossing (voir la note 17). La société a effectué un paiement de bonne foi de 10 M\$ en attendant l'issue de la procédure d'appel, dans le but d'anticiper une ordonnance de la province de la Colombie-Britannique (« la province ») visant à obtenir un remboursement intégral ou le dépôt d'une garantie de remboursement intégral. Si la procédure d'appel est fructueuse, la société se verra rembourser son paiement par la province ou s'attendra à recouvrer les frais auprès des clients par le biais des futurs tarifs.

Le report de l'impôt sur le capital des sociétés concerne les impôts payés à la province dans le cadre des évaluations de l'impôt sur le capital des sociétés de TGVI et de Terasen Gas. En novembre 2006, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a prononcé un jugement en faveur de la société concernant certaines procédures d'appel. La province a porté la décision en appel mais a interrompu la procédure après la fin de l'exercice. Les sommes seront remboursées aux clients par le biais de tarifs futurs.

Le 6 octobre 2005, la BCUC a rendu une décision rejetant la demande de Terasen Gas concernant la récupération d'environ 5,4 M\$ de coûts investis dans la mise en valeur du projet pipelinier Inland Pacific Connector, dont l'objectif est d'augmenter la capacité de transport de gaz vers le Lower Mainland de la Colombie-Britannique lorsque la conjoncture économique rendra le projet viable. Terasen Gas a comptabilisé une provision après impôts de 3,7 M\$ au 31 décembre 2005. La société compte poursuivre son projet lorsque la conjoncture sera favorable et a l'intention de conserver tous les permis qu'elle détient et les droits fonciers qui lui ont déjà été accordés. La société tentera à nouveau de recouvrer ces coûts ultérieurement, une fois qu'elle aura remis en marche le projet.

Les charges reportées des entités réglementées, qui ont été regroupées dans le tableau ci-dessus et dans le tableau de la note 9 « Autres passifs à long terme et crédits reportés » se rapportent à plus de 50 comptes de reports, aucun n'excédant 2,0 M\$ individuellement. Tous ces comptes ont été approuvés par les organismes de réglementation par le biais d'approbations de tarifs annuels antérieures ou de décisions et sont amortis sur différentes périodes en fonction de la nature des coûts.

Si les tarifs n'étaient pas réglementés, les charges reportées présentées dans le tableau ci-dessus auraient été passées en charges, à l'exception des coûts reportés liés à l'aménagement des projets d'investissement, des coûts de mise en valeur du projet Inland Pacific Connector et des soldes de placements. Par conséquent, les impôts sur les bénéfices auraient augmenté de 2,5 M\$ (2,2 M\$ en 2005), les frais de financement auraient diminué de 0,7 M\$ (0,3 M\$ en 2005), les coûts d'exploitation et d'entretien auraient grimpé de 6,3 M\$ (baissé de 12,0 M\$ en 2005), et les impôts fonciers et autres impôts et taxes auraient augmenté de 0,1 M\$ (baissé de 0,2 M\$ en 2005).

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**8. DETTE À LONG TERME**

	2006		2005
Terasen Inc.			
a) Débentures-billets à moyen terme			
6,30 %, série 1, échéant le 1 <sup>er</sup> décembre 2008	200,0	\$	200,0
4,85 %, série 2, échéant le 8 mai 2006	-		100,0
5,56%, série 3, échéant le 15 septembre 2014	125,0		125,0
b) 8 %, titres de participation, échéant le 19 avril 2040	125,0		125,0
	<u>450,0</u>		<u>550,0</u>
Terasen Gas Inc.			
c) Hypothèques en garantie du prix d'achat :			
11,80 %, série A, échéant le 30 septembre 2015	74,9		74,9
10,30 %, série B, échéant le 30 septembre 2016	200,0		200,0
d) Débentures et débentures-billets à moyen terme			
9,75 %, série D, échéant le 17 décembre 2006	-		20,0
10,75 %, série E, échéant le 8 juin 2009	59,9		59,9
6,20 %, série 9, échéant le 2 juin 2008	188,0		188,0
6,95 %, série 11, échéant le 21 septembre 2029	150,0		150,0
6,50 %, série 13, échéant le 16 octobre 2007	100,0		100,0
6,15 %, série 16, échéant le 31 juillet 2006	-		100,0
6,50 %, série 18, échéant le 1 <sup>er</sup> mai 2034	150,0		150,0
5,90 %, série 19, échéant le 26 février 2035	150,0		150,0
Taux variable, série 20, au taux d'intérêt de 4,25 % (3,36 % en 2005), échéant le 24 octobre 2007	150,0		150,0
5,55 %, série 21, échéant le 25 septembre 2036	120,0		-
Obligations aux termes des contrats de location-acquisition, au taux de 5,62 % (6,07 % en 2005)	7,2		8,8
	<u>1 350,0</u>		<u>1 351,6</u>
Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.			
e) Facilité de crédit bancaire consortiale à taux variables à court terme, taux d'intérêt moyen pondéré de 4,88 % (3,88 % en 2005), échéant en 2011 (note 17)	299,7		209,5
f) Emprunt remboursable du gouvernement, échéant en 2007 (note 17)	3,8		-
	<u>303,5</u>		<u>209,5</u>
Terasen Pipelines (Corridor) Inc.			
g) Débentures			
4,24 %, série A, échéant le 2 février 2010	150,0		150,0
5,033 %, série B, échéant le 2 février 2015	150,0		150,0
	<u>300,0</u>		<u>300,0</u>
Total de la dette à long terme	<u>2 403,5</u>		2 411,1
Moins la tranche à court terme de la dette à long terme	<u>285,9</u>		398,2
	<u>2 117,6</u>	<u>\$</u>	2 012,9
			<u>\$</u>

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

8. DETTE À LONG TERME (SUITE)

a) DÉBENTURES-BILLETS À MOYEN TERME DE TERASEN INC.

Les débentures-billets à moyen terme de la société constituent des obligations non garanties et elles sont assujetties aux restrictions énoncées dans l'acte de fiducie daté du 21 novembre 2001.

b) TITRES DE PARTICIPATION DE TERASEN INC.

Le 19 avril 2000, la société a émis pour 125,0 M\$ de titres de participation à 8,0 %, d'une durée de 40 ans, en contrepartie d'un produit brut de 123,7 M\$. La société a le choix de reporter les paiements sur ces titres et de les régler au comptant ou en actions ordinaires ou de régler le capital à l'échéance en émettant des actions ordinaires. Les titres peuvent être échangés au gré du porteur à compter du 19 avril 2010 contre des actions ordinaires de la société à 90 % de la valeur à la cote, la société se réservant le droit de racheter les titres au comptant.

c) HYPOTHÈQUES EN GARANTIE DU PRIX D'ACHAT DE TERASEN GAS INC.

Les hypothèques en garantie du prix d'achat des séries A et B sont également et proportionnellement garanties par une hypothèque et une charge fixes et spécifiques de premier rang sur l'actif de la division côtière de Terasen Gas et elles sont soumises aux restrictions énoncées dans l'acte de fiducie daté du 3 décembre 1990. Le total du montant en capital des hypothèques en garantie du prix d'achat pouvant être émis aux termes de l'acte de fiducie est limité à 425 M\$.

d) DÉBENDURES ET DÉBENTURES-BILLETS À MOYEN TERME DE TERASEN GAS INC.

Les débentures de Terasen Gas sont des obligations non garanties, mais elles sont soumises aux restrictions de l'acte de fiducie daté du 1<sup>er</sup> novembre 1977, tel qu'il a été modifié et mis à jour.

e) CONSORTIUM BANCAIRE DE TERASEN GAS (VANCOUVER ISLAND) INC.

Le 13 janvier 2006, TGVI a contracté une facilité de crédit renouvelable de cinq ans non garantie auprès d'un consortium de banques pour la somme de 350 M\$. En relation avec cette facilité de crédit, TGVI a émis des acceptations bancaires pour refinancer dans sa totalité son ancienne facilité de crédit à terme. Les acceptations bancaires ont des durées maximales de 180 jours. Une fois cette limite atteinte, elles sont remplacées par de nouvelles acceptations bancaires. Cette facilité peut également être utilisée pour financer les besoins de fonds de roulement et pour les besoins généraux de l'entreprise. Les modalités sont identiques à celles de la précédente facilité de crédit et courantes pour ce type de facilités de crédit. Parallèlement à la signature de cette facilité, TGVI a contracté une facilité de crédit non renouvelable de sept ans non garantie, auprès d'une banque pour la somme de 20 M\$. Cette facilité sera utilisée pour le refinancement de remboursements anticipés annuels que TGVI est susceptible de devoir effectuer relativement à des contributions gouvernementales ne portant pas intérêt. Cette facilité de crédit fonctionne pratiquement selon les mêmes modalités que celle présentée plus haut, hormis le fait qu'elle est subordonnée au remboursement des titres d'emprunt subordonnés de catégorie B détenus par la société mère de TGVI, soit la société. Les acceptations bancaires sont à court terme, alors que la facilité de crédit sous-jacente des acceptations bancaires échoit en janvier 2011. De ce fait, aux termes de cette facilité de crédit de 350 M\$, les emprunts non réglés au 31 décembre 2006, qui totalisaient 269 M\$, étaient classés à titre de dette à long terme, et un montant estimatif de 27,0 M\$, à titre de tranche à court terme de la dette à long terme. Au 31 décembre 2006, l'encours de la facilité de crédit de 20 M\$ s'élevait à 3,7 M\$.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

8. DETTE À LONG TERME (SUITE)

f) EFFETS-DÉBENTURES DE TERASEN PIPELINES (CORRIDOR) INC.

Le 1<sup>er</sup> février 2005, Corridor a émis pour 150 M\$ de débentures de série A et 150 M\$ de débentures de série B. Ces débentures ne sont pas garanties et sont soumises aux restrictions de l'acte de fiducie. Le produit a été utilisé pour rembourser une partie des effets de commerce impayés de Corridor.

Parallèlement à l'émission de débentures, Corridor a contracté une facilité de crédit liée à l'exploitation et renouvelable annuellement. Cette facilité de crédit n'est pas garantie et permet à Corridor d'émettre des effets de commerce.

Les titres suivants, soit i) les débentures-billets à moyen terme, de séries 1 et 3, et les titres de participation de la société, ii) les hypothèques en garantie du prix d'achat de série B, les débentures de série E et les débentures-billets à moyen terme de séries 11, 13, 18, 19 et 21 de Terasen Gas, ainsi que iii) les débentures de séries A et B de Corridor sont remboursables en totalité ou en partie, au gré de la société, à un montant équivalent au plus élevé entre le prix fondé sur le rendement des obligations du Canada, tel qu'il est défini dans l'acte de fiducie pertinent, et le montant en capital de la dette à rembourser, plus les intérêts courus et impayés à la date fixée pour le remboursement. Le prix fondé sur le rendement des obligations du Canada est calculé comme étant un montant représentant un rendement légèrement supérieur à celui d'une obligation du gouvernement du Canada dont l'échéance est similaire.

Les remboursements du capital exigés au cours des cinq prochains exercices sont les suivants :

2007	285,9	\$
2008	389,4	
2009	61,4	
2010	151,4	
2011	270,5	

9. AUTRES PASSIFS À LONG TERME ET CRÉDITS REPORTÉS

	2006		2005	
Passif au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite (note 12)	65,2	\$	53,5	\$
Gains reportés découlant de la vente d'actifs de distribution de gaz naturel	54,8		59,2	
Païement reporté	38,3		36,0	
Crédits reportés				
Assujettis à la réglementation des tarifs et approuvés aux fins du remboursement par le biais des tarifs				
Mécanisme de partage des bénéfices	12,6		8,8	
Produits liés à la rationalisation du pipeline Southern Crossing, montant net	3,8		0,8	
Élimination de l'impôt des grandes sociétés	3,1		-	
Mécanisme de report des intérêts	0,4		2,4	
Autres éléments approuvés aux fins de remboursement par le biais des tarifs	7,7		6,0	
Autres crédits reportés pour des entités soumises à la réglementation des tarifs	0,5		1,7	
Autres crédits reportés/passifs	12,0		13,9	
	<b>198,4</b>	<b>\$</b>	<b>182,3</b>	

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**9. AUTRES PASSIFS À LONG TERME ET CRÉDITS REPORTÉS (SUITE)**

Les gains reportés découlant de la vente d'actifs du secteur de la distribution de gaz naturel découlent de la cession-bail d'actifs de pipelines à certaines municipalités en 2001, 2002, 2004 et 2005. Les gains avant impôts de 70,5 M\$ sur le produit cumulé en espèces de 141,1 M\$ sont amortis sur 17 ans, soit la durée des contrats de location-exploitation qui ont pris effet à la date des opérations de vente. Les engagements découlant des contrats de location-exploitation sont présentés dans le tableau de la note 17.

Le paiement reporté découle de l'acquisition de TGVI par la société en date du 1<sup>er</sup> janvier 2002. Le paiement reporté a une valeur nominale de 52,0 M\$, mais il a été actualisé au 1<sup>er</sup> janvier 2002 à 28,2 M\$. Le paiement est exigible le 31 décembre 2011 ou plus tôt si TGVI constate des produits tirés de contrats de transport relatifs à la desserte de centrales électriques susceptibles d'être construites dans la zone de service de TGVI. Si une partie du paiement reporté est versée avant le 31 décembre 2011, l'écart entre le paiement et la valeur comptable de la dette sera traité à titre de contrepartie conditionnelle pour l'acquisition de TGVI et il sera ajouté au coût de l'acquisition à ce moment-là.

Le mécanisme de partage des bénéfices est un mécanisme approuvé dans le contrat pluriannuel de Terasen Gas et a pour but de régir le partage à part égale des montants gagnés par Terasen Gas au cours de ses activités réglementées, qu'ils soient supérieurs ou inférieurs aux montants autorisés par la BCUC dans les calculs du rendement autorisé fondé sur les coûts du service. Ces montants sont partagés après déduction des impôts et sont remboursés aux clients par le biais des tarifs.

Le montant net des produits liés à la rationalisation du pipeline Southern Crossing représente les produits provenant de tiers pour la capacité de transport du pipeline Southern Crossing que les clients ayant signé un contrat de transport ferme n'ont pas utilisée. Ce compte permet de comptabiliser les écarts entre les produits réels découlant de la rationalisation de ce pipeline et le montant des produits nécessaires et approuvés. Les montants sont amortis sur cinq ans.

Les coûts d'élimination de l'impôt des grandes sociétés découlent de l'élimination par le gouvernement de la Colombie-Britannique de l'impôt des grandes sociétés en 2006. La BCUC autorise que l'impôt des grandes sociétés soit recouvré auprès des clients par le biais des tarifs. Ces frais ont été recouverts auprès des clients par le biais des tarifs en 2006 et doivent maintenant être remboursés aux clients par le biais de tarifs futurs au moment de l'élimination de l'impôt des grandes sociétés. Ces coûts seront remboursés aux clients par le biais des tarifs sur une période de trois ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Terasen Gas dispose d'un mécanisme de report d'intérêts approuvé par la BCUC qui exige que les écarts dus aux différences entre les emprunts à long terme ainsi que les taux d'intérêt à long et à court terme et ceux approuvés dans les tarifs soient remboursés aux clients par le biais de tarifs futurs. Ce mécanisme a eu pour effet de réduire les frais de financement de 0,6 M\$ (d'augmenter de 2,0 M\$ en 2005) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Le solde du compte de report des intérêts est amorti selon la méthode linéaire sur une période de trois ans.

Les autres crédits reportés/passifs incluent des montants découlant de l'acquisition de TGVI par la société le 1<sup>er</sup> janvier 2002.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, l'amortissement des crédits reportés pour les entités soumises à la réglementation des tarifs a totalisé 4,1 M\$ (4,5 M\$ en 2005).

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

9. Autres passifs à long terme et crédits reportés (suite)

Si les tarifs n'étaient pas réglementés, les autres passifs à long terme et crédits reportés présentés dans le tableau ci-dessus seraient passés en charges, à l'exception du passif au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et du paiement reporté. Par conséquent, les frais d'exploitation et d'entretien auraient diminué de 1,0 M\$ (1,6 M\$ en 2005), les frais de financement auraient augmenté de 2,0 M\$ (0,1 M\$ en 2005), et les impôts fonciers et autres impôts et taxes auraient baissé de 3,1 M\$ (néant en 2005).

**10. CAPITAL-ACTIONS**

CAPITAL-ACTIONS AUTORISÉ

La société est autorisée à émettre 750 000 000 d'actions ordinaires, 100 000 000 d'actions privilégiées de premier rang et 100 000 000 d'actions privilégiées de second rang, toutes sans valeur nominale.

ACTIONS ORDINAIRES

Les variations du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation sont les suivantes :

	2006		2005	
	Nombre	Montant	Nombre	Montant
En circulation au début de l'exercice	115 643 162	904,9 \$	114 355 665	883,4 \$
Émises aux termes du :				
Régime d'options sur actions	-	-	1 283 146	21,3
Régime d'achat d'actions des employés	-	-	4 351	0,2
	<b>115 643 162</b>	<b>904,9 \$</b>	115 643 162	904,9 \$
Moins les actions ordinaires détenues par Trans Mountain	9 184 188		9 184 188	
En circulation à la fin de l'exercice	<b>106 458 974</b>		<b>106 458 974</b>	

Au 31 décembre 2006, Trans Mountain détenait 7,9 % (7,9 % en 2005) des actions ordinaires de Terasen Inc. Le coût de ces actions est déduit des capitaux propres.

Toutes les actions en circulation au 31 décembre 2006 étaient détenues par KMI.

**11. RÉGIME D'OPTIONS SUR ACTIONS ET RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS**

RÉGIME D'OPTIONS SUR ACTIONS

La société offrait un régime d'options sur actions aux termes duquel les dirigeants et certains employés clés se voyaient attribuer des options permettant d'acquérir au maximum 12 600 000 actions ordinaires non émises sur des périodes pouvant atteindre dix ans. Deux catégories d'options avaient été émises dans le cadre du régime d'options sur actions : les options sur actions standard et les options sur actions liées au rendement. Le prix d'exercice de l'option correspondait au cours vendeur de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le jour de négociation précédant celui de l'attribution de l'option. Le régime d'options sur actions a été abandonné le 30 novembre 2005 par suite de l'acquisition de la société par KMI.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

11. Régime d'options sur actions et rémunération à base d'actions (suite)

OPTIONS SUR ACTIONS STANDARD

À partir de 2000, la société attribuait des options assorties d'une échéance de huit ans, qui peuvent être exercées sur une base cumulative et qui sont acquises à raison d'un tiers par an, à la date anniversaire de leur attribution. Avant 2000, la société attribuait des options assorties d'une échéance de dix ans qui pouvaient être exercées sur une base cumulative à raison de 20 % par an.

OPTIONS SUR ACTIONS STANDARD EN COURS

	Nombre d'actions visées par les options	Prix d'exercice moyen pondéré	
En cours au 1 <sup>er</sup> janvier 2005	565 868	15,53	\$
Options attribuées au cours de l'exercice	5 000	29,45	
Options exercées	(287 165)	15,15	
Options frappées de déchéance, annulées et expirées	(82 991)	11,59	
Options achetées par KMI et annulées	(200 712)	18,12	
En cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2005	-	-	\$
En cours et pouvant être exercées à la fin de l'exercice, le 31 décembre 2006	-	-	\$

OPTIONS SUR ACTIONS LIÉES AU RENDEMENT

La société avait attribué des options sur actions liées au rendement et assorties d'échéance de huit ans. Les options étaient acquises à raison d'un tiers par année à la date anniversaire de leur attribution, à condition que le cours des actions ordinaires de la société ait atteint 125 % du prix d'exercice des options pendant au moins 10 jours sur une période de 15 jours consécutifs de séance dans les quatre années suivant la date d'attribution. Si l'exigence en matière de cours n'était pas remplie dans les quatre années suivant la date d'attribution, le participant pouvait tout de même exercer deux tiers des options qui lui étaient attribuées si le cours des actions ordinaires atteignait 125 % du prix d'exercice de l'option pendant au moins 10 jours sur une période de 15 jours consécutifs de séance dans les quatre autres années suivantes.

OPTIONS SUR ACTIONS LIÉES AU RENDEMENT EN COURS

	Nombre d'actions visées par les options	Prix d'exercice moyen pondéré	
En cours au 1 <sup>er</sup> janvier 2005	2 339 619	19,28	\$
Options attribuées au cours de l'exercice	850 200	29,45	
Options exercées	(995 981)	16,96	
Options frappées de déchéance, annulées et expirées	(262 574)	17,09	
Options achetées par KMI et annulées	(1 931 264)	25,12	
En cours et pouvant être exercées au 31 décembre 2005	-	-	\$
En cours et pouvant être exercées à la fin de l'exercice, le 31 décembre 2006	-	-	\$



**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

11. Régime d'options sur actions et rémunération à base d'actions (suite)

RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

En 2005, la société a attribué 855 200 options sur actions aux termes de son régime d'options sur actions à un prix d'exercice moyen de 29,45 \$. La société a comptabilisé les options sur actions attribuées après le 1<sup>er</sup> janvier 2003 suivant la méthode de la juste valeur. Le bénéfice établi pour 2005 tient compte d'une charge de 2,0 M\$ représentant la juste valeur des options accordées en 2003, en 2004 et en 2005, amortie sur les périodes d'acquisition respectives, un montant correspondant étant porté en augmentation du surplus d'apport. Juste avant l'acquisition de la société par KMI, les options en cours qui ne pouvaient pas encore être exercées ont pu être exercées immédiatement, et une charge avant impôts supplémentaire de 3,6 M\$ a été comptabilisée pour prendre en compte l'acquisition anticipée des options restantes. Les options ont ensuite été acquises par KMI qui les a annulées.

La juste valeur des options d'achat d'actions a été calculée selon le modèle de Black et Scholes. La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées en 2005 était de 4,33 \$. Les principales hypothèses d'évaluation des options sont les suivantes :

	2005			
	Options standard		Options liées au rendement	
Taux d'intérêt	3,6	%	3,7	%
Volatilité prévue	16,5	%	16,5	%
Durée de vie prévue	5	ans	6	ans

**12. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX**

La société offre des régimes de retraite à ses employés admissibles. Il s'agit de régimes de retraite enregistrés à prestations déterminées, de régimes complémentaires non capitalisés qui offrent des prestations de retraite supérieures aux limites prévues par la loi et de régimes de retraite à cotisations déterminées. La société offre aussi des avantages complémentaires de retraite à ses employés retraités. Un résumé de chaque type de régime est présenté ci-après.

RÉGIMES DE RETRAITE À PRESTATIONS DÉTERMINÉES

Les prestations de retraite versées dans le cadre des régimes à prestations déterminées sont fondées sur les années de service validées et sur la rémunération des employés. Les cotisations versées par la société au régime sont fondées sur des évaluations actuarielles effectuées par des tiers. Les évaluations actuarielles réalisées à des fins de capitalisation les plus récentes datent du 31 décembre 2004 et du 31 décembre 2005, et les prochaines évaluations obligatoires sont prévues pour le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008. La durée d'activité résiduelle moyenne pondérée prévue pour les employés couverts par les régimes de retraite à prestations déterminées est de 10,8 ans (11,8 en 2005).

RÉGIMES DE RETRAITE À COTISATIONS DÉTERMINÉES

Depuis 2000 pour Terasen Gas et depuis 2003 pour les activités de transport de pétrole, tous les nouveaux employés non syndiqués de la société participent aux régimes de retraite à cotisations déterminées. Les cotisations que la société verse aux régimes sont fondées sur l'âge des employés et sur leurs gains ouvrant droit à pension dans le cas des activités de distribution de gaz naturel et sur les gains ouvrant droit à pension dans le cas des activités de transport de pétrole.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

12. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (suite)

RÉGIMES COMPLÉMENTAIRES

Certains employés sont admissibles à des prestations supplémentaires dans le cadre des régimes de retraite à prestations et à cotisations déterminées. Les régimes complémentaires offrent des prestations de retraite supérieures aux limites prévues par la loi. Les régimes complémentaires ne sont pas capitalisés et ils sont garantis par des lettres de crédit.

AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

La société offre à ses employés retraités des avantages complémentaires de retraite, dont une couverture complémentaire d'assurance-maladie, d'assurance dentaire et d'assurance-vie, selon les cas. Ces avantages ne sont pas capitalisés, et la charge annuelle correspondante est constatée selon la méthode de la comptabilité d'exercice en fonction d'évaluations actuarielles effectuées par des tiers et qui tiennent compte notamment de l'augmentation du coût des soins de santé. Les évaluations actuarielles les plus récentes ont été effectuées le 31 décembre 2005, et la date de la prochaine évaluation obligatoire est le 31 décembre 2008. La durée d'activité résiduelle moyenne pondérée prévue pour les employés couverts par ces régimes est de 9,9 ans (9,9 en 2005).

La société évalue ses obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes aux fins comptables au 31 décembre de chaque exercice. La situation financière des régimes de retraite à prestations déterminées des employés et des autres régimes d'avantages sociaux est présentée dans les tableaux ci-dessous :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005	2006	2005
<b>Actif des régimes</b>				
Juste valeur au début de l'exercice	298,5	\$ 274,5	\$ -	\$ -
Cotisations de la société	7,9	6,9	1,9	1,6
Cotisations des membres	3,4	3,3	-	-
Rendement réel de l'actif des régimes	41,9	28,6	-	-
Prestations versées	(17,8)	(14,3)	(1,8)	(1,5)
Autres	0,8	(0,5)	(0,1)	(0,1)
Juste valeur à la fin de l'exercice	334,7	298,5	-	-
<b>Obligation au titre des prestations constituées</b>				
Solde au début de l'exercice	344,4	298,0	81,9	67,3
Coût des services	9,0	8,5	1,8	1,4
Intérêts débiteurs	17,2	17,9	4,1	4,1
Versements des prestations	(17,8)	(14,3)	(1,7)	(1,5)
Cotisations des membres	3,4	3,3	-	-
Modifications et compressions des régimes	-	0,9	-	-
Coûts des services passés	-	0,3	-	0,4
Prestations spéciales de cessation d'emploi	0,4	-	-	-
Pertes actuarielles	13,4	2,8	3,6	-
Changement du taux d'actualisation	-	27,0	-	10,2
Solde à la fin de l'exercice	370,0	344,4	89,7	81,9
Déficit de capitalisation	(35,3)	(45,9)	(89,7)	(81,9)
(Actif) obligation transitoire non amortie	(20,4)	(23,8)	3,1	4,7
Pertes actuarielles non amorties	50,3	62,7	40,0	39,7
Coûts des services passés non amortis	6,6	7,4	(2,3)	(2,6)
Actif (passif) au titre des prestations constituées	1,2	\$ 0,4	\$ (48,9)	\$ (40,1)
Ventilation :				
Actif des régimes	17,5	\$ 13,8	\$ -	\$ -
Passif au titre des prestations constituées	(16,3)	(13,4)	(48,9)	(40,1)
	1,2	\$ 0,4	\$ (48,9)	\$ (40,1)

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

12. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (suite)

Le passif net au titre des prestations constituées est compris dans les autres passifs à long terme et crédits reportés (note 9), et l'actif des régimes, dans les autres actifs (note 7).

Les montants suivants sont inclus dans l'obligation au titre des prestations constituées et dans la juste valeur de l'actif des régimes à la fin de l'exercice en ce qui concerne les régimes dont les obligations au titre des prestations constituées sont supérieures à la juste valeur des actifs :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005	2006	2005
Obligations au titre des prestations constituées				
Régimes non capitalisés	39,4	\$ 35,9	\$ 89,7	\$ 81,9
Régimes capitalisés	275,8	258,0	-	-
	315,2	293,9	89,7	81,9
Juste valeur de l'actif des régimes	278,9	246,2	-	-
Déficit de capitalisation	(36,3)	\$ (47,7)	\$ (89,7)	\$ (81,9)

Les obligations au titre des prestations constituées des régimes de retraite non capitalisés sont garanties par des lettres de crédit.

Le coût net des régimes est le suivant :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005	2006	2005
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9,2	\$ 8,7	\$ 1,9	\$ 1,6
Coût financier des obligations au titre des prestations projetées	17,2	17,9	4,1	4,1
Rendement réel de l'actif des régimes	(41,9)	(28,6)	-	-
Gains actuariels nets	13,4	29,8	3,6	9,0
Coût des services passés	-	0,3	-	-
Incidence des compressions et des règlements	-	0,9	-	-
Coût net (produit) des régimes avant les ajustements	(2,1)	29,0	9,6	14,7
Ajustements pour tenir compte de la longue échéance du coût des avantages sociaux futurs				
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu de l'actif des régimes	18,3	9,2	-	-
Écart entre les pertes actuarielles réelles et les pertes actuarielles constatées de l'exercice	(5,9)	(26,8)	(0,4)	(6,4)
Écart entre le coût réel des services passés et le coût des services passés constaté de l'exercice	0,7	0,4	(0,2)	(0,3)
Prestations spéciales de cessation d'emploi (obligations)	0,4	(0,7)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire (actif)	(3,4)	(3,4)	1,6	1,6
Autres	-	-	-	-
Coût net des régimes	8,0	\$ 7,7	\$ 10,6	\$ 9,6
Coût des régimes à cotisations déterminées	2,1	\$ 1,6		
	10,1	\$ 9,3		

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

12. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (suite)

ACTIF DES RÉGIMES

La répartition d'actifs moyenne pondérée par catégorie d'actifs des régimes de retraite à prestations déterminées capitalisés de la société est la suivante :

	Régimes de retraite			
	2006		2005	
Titres de participation	<b>58</b>	%	57	%
Titres à revenu fixe	<b>36</b>	%	38	%
Autres actifs	<b>6</b>	%	5	%
Total de l'actif	<b>100</b>	%	100	%

La politique de placement des actifs des régimes consiste à optimiser le rendement par rapport au risque à l'aide d'un portefeuille comportant diverses catégories d'actifs. Les principaux objectifs de placement de la société visent à garantir les régimes de retraite enregistrés et à maximiser le rendement des placements de manière rentable tout en ne mettant pas les régimes respectifs en péril. Les régimes de retraite bénéficient du concours de gestionnaires de placement externes qui gèrent la politique de placement. L'actif des régimes est détenu en fiducie par des tiers.

Les régimes de retraite ne détiennent pas directement des actions de la société.

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

L'hypothèse relative au taux d'actualisation ayant servi au calcul des obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite ainsi que du coût net des régimes reflète le rendement des titres de créance de haute qualité à la date du calcul. L'hypothèse relative au taux de rendement prévu de l'actif des régimes est révisée tous les ans par la direction en collaboration avec des actuaires. L'hypothèse repose sur les taux de rendement prévus des diverses catégories d'actifs, pondérée par la répartition du portefeuille.

La moyenne pondérée des principales hypothèses actuarielles retenues pour évaluer l'obligation au titre des prestations constituées et la charge de retraite est la suivante :

	Régimes de retraite				Autres régimes d'avantages sociaux			
	2006		2005		2006		2005	
Obligation au titre des prestations constituées								
Taux d'actualisation au 31 décembre, selon le rendement des obligations de sociétés cotées AA	<b>5,00</b>	%	5,00	%	<b>5,00</b>	%	<b>5,00</b>	%
Taux de croissance de la rémunération pendant cinq ans, qui atteindra 3,41 % par la suite	<b>3,84</b>	%	3,50	%	-		-	
Coût net des régimes								
Taux d'actualisation au 1 <sup>er</sup> janvier, selon le rendement des obligations de sociétés cotées AA	<b>5,00</b>	%	6,00	%	<b>5,00</b>	%	<b>6,00</b>	%
Taux de rendement prévu de l'actif des régimes	<b>7,25</b>	%	7,50	%	-		-	

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

12. RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX (suite)

Les taux tendanciels présumés du coût des soins de santé relatifs aux régimes complémentaires de retraite sont les suivants :

	2006	2005
Prestations de santé élargies		
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	10 %	9,0 %
Taux de réduction annuel du taux tendanciel	1,0 %	1,0 %
Taux tendanciel cible du coût des soins de santé	5,0 %	5,0 %
Année au cours de laquelle le taux atteindra le taux tendanciel cible	2011	2008
Taux tendanciel des primes des régimes de soins médicaux	4,0 %	4,0 %

Une variation de un point de pourcentage des taux tendanciels présumés du coût des soins de santé aurait l'incidence suivante :

<i>2006</i>	Augmentation de un point de pourcentage	Diminution de un point de pourcentage
	2006	2005
Incidence sur le total des composantes coût des services et coût financier du coût des régimes	0,8 \$	(0,7) \$
Incidence sur l'obligation au titre des prestations constituées	10,4	(9,3)

FLUX DE TRÉSORERIE

Le total des cotisations versées aux régimes d'avantages sociaux comprend les éléments suivants :

	Régimes d'avantages sociaux	
	2006	2005
Régimes capitalisés	5,6 \$	5,3 \$
Bénéficiaires des régimes non capitalisés	4,2	3,2
Régimes de retraite à cotisations déterminées	2,0	1,6
Total	11,8 \$	10,1 \$

Il est prévu que les cotisations de 2007 seront pratiquement identiques à celles de 2006 pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les autres régimes d'avantages sociaux.

INCIDENCE DE LA RÉGLEMENTATION DES TARIFS

Conformément aux exigences de l'organisme de réglementation, Terasen Gas est tenue, aux termes de son modèle approuvé de coûts de service, de reporter l'écart positif ou négatif entre le coût net de ses régimes de retraite et le coût dont l'organisme de réglementation a approuvé chaque année le recouvrement par le biais des tarifs. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la société a reporté une charge de retraite de 2,7 M\$, soit l'excédent par rapport au montant remboursable par le biais des tarifs en 2007 et autorisé par l'organisme de réglementation.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**13. FRAIS DE FINANCEMENT**

	2006		2005	
Intérêts et charges liés à la dette à long terme	172,9	\$	178,3	\$
Intérêts sur la dette à court terme	11,1		15,0	
Intérêts capitalisés	(4,5)		(1,9)	
	<b>179,5</b>	<b>\$</b>	<b>191,4</b>	<b>\$</b>

Un montant de néant (10,9 M\$ en 2005) a été constaté dans les intérêts débiteurs de la dette à long terme pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 au titre de la prime liée au rachat des débentures de Trans Mountain au cours de l'exercice.

Tel qu'il est autorisé par les organismes de réglementation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, la société a capitalisé 4,5 M\$ (1,9 M\$ en 2005) d'intérêts sur les emprunts qu'elle a dû contracter pour des immobilisations en cours qui n'ont pas été incluses dans la base tarifaire.

**14. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES**

CHARGE D'IMPÔTS

	2006		2005	
Impôts sur les bénéfices exigibles	67,3	\$	48,7	\$
Impôts sur les bénéfices futurs	1,1		2,9	
	<b>68,4</b>	<b>\$</b>	<b>51,6</b>	<b>\$</b>

ÉCART DU TAUX D'IMPOSITION EFFECTIF

Le montant des impôts sur les bénéfices consolidés diffère de celui qui serait obtenu en appliquant le taux d'imposition combiné prévu par les lois fédérales du Canada et des États-Unis et celles de la Colombie-Britannique et de l'Alberta de 33,66 % (33,77 % en 2005) au bénéfice avant impôts, tel qu'il est indiqué dans le tableau suivant :

	2006		2005	
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	215,6	\$	157,7	\$
Taux d'imposition combiné prévu par la loi	33,66	%	33,77	%
Impôts sur les bénéfices combinés au taux d'imposition prévu par la loi	72,6	\$	53,3	\$
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices liée aux éléments suivants :				
Déduction pour amortissement fiscal et autres déductions réclamées aux fins fiscales pour des montants supérieurs à ceux inscrits aux fins comptables	(17,5)		(10,0)	
Impôt des grandes sociétés excédant (le crédit de surtaxe) la surtaxe	(1,2)		6,1	
Charges non déductibles et bénéfice non imposable	2,4		9,6	
Quote-part du bénéfice d'entités satellites non imposable	(6,3)		(4,7)	
Impôt sur les bénéfices provincial applicable aux exercices précédents	15,2		-	
Autres, montant net	3,2		(2,7)	
Impôts consolidés réels	68,4	\$	51,6	\$
Taux d'imposition effectif	31,73	%	32,72	%

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**14. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES (SUITE)**

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES FUTURS

Le passif d'impôts futurs net de la société, qui s'élève à 76,5 M\$ (88,7 M\$ en 2005), se rapporte essentiellement à l'incidence fiscale des écarts temporaires liés aux soldes des immobilisations corporelles non réglementées et aux économies d'impôt remboursables aux expéditeurs pendant les périodes ultérieures.

Puisque la société comptabilise les impôts sur les bénéfices se rapportant à ses activités réglementées de distribution de gaz naturel et de transport de pétrole selon la méthode des impôts exigibles, elle n'a pas constaté le montant net des passifs d'impôts futurs de 291,2 M\$ au 31 décembre 2006 (301,8 M\$ en 2005), ni le recouvrement d'impôts futurs de 10,6 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 (charge de 23,1 M\$ en 2005), ces sommes ayant toutes été calculées selon la méthode axée sur le bilan.

**15. INSTRUMENTS FINANCIERS**

ESTIMATIONS DE LA JUSTE VALEUR

La valeur comptable de l'encaisse et placements à court terme, des débiteurs, des billets à court terme et des créditeurs et charges à payer se rapproche de la juste valeur de ces instruments en raison de la date d'échéance relativement rapprochée de ces derniers.

La juste valeur estimative de l'investissement de la société dans le réseau Express correspond à 500 M\$.

La juste valeur de la dette à long terme de la société, valeur calculée en actualisant les flux de trésorerie futurs de chaque émission de titres d'emprunt avec les taux de rendement estimatifs jusqu'à l'échéance de titres identiques ou similaires au 31 décembre 2006 ou en utilisant les valeurs à la cote lorsqu'elles sont disponibles, est estimée à 2 622,3 M\$ (2 673,4 M\$ en 2005). La majeure partie de la dette à long terme de la société a trait à ses activités réglementées, ce qui lui permet de récupérer les frais de financement existants en les intégrant dans les tarifs ou les droits de transport.

Les estimations de la juste valeur sont effectuées à une date précise et en fonction de renseignements concernant les marchés et l'instrument financier en question. Ces estimations ne sont pas précises en raison de leur subjectivité et du fait qu'elles mettent en jeu des incertitudes et des questions de jugement.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

15. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La société a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques auxquels elle est exposée du fait des fluctuations du cours du gaz naturel et des taux d'intérêt.

Actif (passif)				2006		2005	
31 décembre (en millions)	Nombre de swaps et d'options	Durée résiduelle (années)	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	
<b>Swaps de taux d'intérêt</b>							
Terasen Inc.	2	2-8	- \$	1,3 \$	- \$	3,6 \$	
TGI	3	1	-	(0,9)	-	(1,6)	
TGVI	2	2	-	(0,3)	-	(0,6)	
Corridor	2	3-9	-	(1,0)	-	0,3	
<b>Swaps et options sur le gaz naturel</b>							
TGI et TGVI	250	jusqu'à 3	(139,0)	(139,5)	21,2	105,6	

La juste valeur des instruments dérivés sur le gaz naturel ne reflète que la valeur de ces instruments dérivés et non la variation compensatrice de la valeur des futurs achats sous-jacents de gaz naturel. Cette juste valeur reflète le montant estimatif que la société recevrait ou verserait pour mettre fin aux contrats aux dates prédéterminées.

La valeur comptable des dérivés sur le gaz naturel englobe une juste valeur qui représente une perte non réalisée de 139,7 M\$ sur les dérivés réputés inefficaces au 31 décembre 2006, et des instruments dérivés de 0,7 M\$ non admissibles à la comptabilité de couverture et constatés comme passifs.

Clean Energy, entité dans laquelle la société détient une participation, a acquis des contrats à terme sur le gaz afin de compenser des futurs contrats d'approvisionnement en gaz. Étant donné que ces contrats n'ont pas été précisément désignés comme couvertures, ces positions sont évaluées à la valeur de marché à chaque date de bilan, et les gains et pertes sont inscrits à l'état des résultats à titre de coût des produits tirés des autres activités. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la société avait inscrit dans ses résultats un montant de 10,9 M\$, déduction faite des impôts et des frais de vente estimatifs relatifs à la quote-part de la société dans les contrats de gaz à terme de Clean Energy.

Terasen Gas et TGVI ont conclu des contrats d'instruments dérivés ayant trait aux activités réglementées, et les gains ou les pertes qui en découlent sont constatés dans des comptes de stabilisation des tarifs, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, et imputés aux clients par le biais des futurs tarifs.

La société est exposée à un risque de crédit découlant de la défaillance des contreparties aux instruments dérivés. Cependant, comme la société ne traite qu'avec des institutions très solvables, conformément aux pratiques établies en matière d'approbation de crédit, elle ne prévoit pas qu'une des contreparties manque à ses obligations.



**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
 (Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

16. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La société estime que sa société mère, Kinder Morgan, Inc., a fourni des services de gestion totalisant environ 10,4 M\$ (néant en 2005) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

17. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Les filiales et les entités proportionnellement consolidées de la société ont conclu des contrats de location-acquisition sur des locaux et des actifs servant à la distribution du gaz naturel. En outre, Terasen Gas et TGVI ont conclu des contrats d'achat de gaz qui constituent des obligations d'achat futures.

Le tableau suivant présente les montants à payer en vertu des contrats de location-exploitation et d'achat de gaz de la société pour les exercices indiqués :

	Contrats de location- exploitation		Obligations d'achat		Total	
2007	21,0	\$	511,2	\$	532,2	\$
2008	21,1		22,9		44,0	
2009	19,5		27,7		47,2	
2010	18,3		-		18,3	
2011	18,6		-		18,6	
2012 et par la suite	116,9		-		116,9	
	215,4	\$	561,8	\$	777,2	\$

Les engagements aux termes des contrats d'achat de gaz sont fondés sur les prix du marché qui fluctuent en fonction des indices des prix du gaz. Les montants présentés reflètent les indices des prix en vigueur au 31 décembre 2006.

Au cours des exercices antérieurs, TGVI a bénéficié de prêts remboursables sans intérêts octroyés par les gouvernements fédéral et provincial, d'un montant respectif de 50 M\$ et 25 M\$, en relation avec la construction et l'exploitation du gazoduc de l'Île de Vancouver. Avec l'approbation de la BCUC, ces prêts ont été comptabilisés à titre de subvention publique en réduction des montants constatés pour les immobilisations corporelles. Ces prêts du gouvernement sont remboursables au cours des exercices ultérieurs à 2002 et antérieurs à 2012, à certaines conditions, et dépendent de la capacité de TGVI d'obtenir un financement par emprunt subordonné non gouvernemental, à des conditions commerciales raisonnables. En 2006, tous les critères de remboursement étaient remplis lorsque TGVI a obtenu un financement additionnel par le biais d'une nouvelle convention de crédit [note 8 e)] permettant le remboursement de 6,2 M\$ de la dette envers le gouvernement. En outre, étant donné que les conditions continuent à être remplies (test annuel), TGVI devrait effectuer un remboursement d'environ 3,7 M\$ en 2007. À mesure que les prêts seront remboursés et remplacés par des prêts qui ne sont pas consentis par le gouvernement, les immobilisations corporelles et la dette à long terme augmenteront en fonction de la structure du capital approuvée, tout comme la base tarifaire utilisée pour déterminer les tarifs. Les montants ne sont pas pris en compte dans les obligations présentées dans le tableau ci-dessus, car les montants et le calendrier des remboursements dépendent du recouvrement du CRIP approuvé chaque année et de la capacité à remplacer les emprunts par du financement par emprunt subordonné et non gouvernemental assorti de modalités commerciales raisonnables.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**17. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (SUITE)**

Terasen Gas a reçu un avis d'imposition daté du 31 juillet 2006 de l'administration fiscale British Columbia Social Service Tax concernant une taxe de vente provinciale additionnelle, majorée des intérêts, de 37,1 M\$ sur le pipeline Southern Crossing dont la construction a été terminée en 2000. Aucune charge n'a été établie, car la société portera cette décision en appel puisque la direction estime que l'imposition n'est pas justifiée et qu'elle n'aura pas d'incidence défavorable importante sur les activités de la société, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ni ses flux de trésorerie. En octobre 2006, Terasen Gas a effectué un paiement de bonne foi de 10 M\$ en attendant l'issue de la procédure d'appel, dans le but d'anticiper une ordonnance de la province visant à obtenir un remboursement intégral ou le dépôt d'une garantie de remboursement intégral. Le paiement a été comptabilisé à titre de créance à long terme, et une demande de traitement comme compte de report réglementaire a été déposée. Ce paiement ne reflète pas l'opinion de la direction quant à la pertinence de l'évaluation. Après la fin de l'exercice, une décision a été rendue concernant la procédure d'appel de Terasen Gas (voir note 19).

La société fait l'objet de plusieurs plaintes et poursuites en dommages et intérêts ainsi que d'autres procédures de redressement. À la lumière des informations dont elle dispose actuellement, la direction est d'avis qu'il est peu probable qu'une obligation, dans la mesure où elle ne serait pas couverte par les assurances ou autrement, ait une incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

**18. GARANTIES**

En contrepartie d'honoraires, la société a organisé l'émission d'une lettre de crédit d'un montant de 15,3 M\$ US au nom de co-investisseurs dans le réseau Express afin d'alimenter le compte de réserve de service de la dette exigé aux termes de l'acte de fiducie du réseau Express. La lettre de crédit fait l'objet d'un renouvellement annuel. Si des montants sont prélevés sur la lettre de crédit, la société aura recours aux co-investisseurs qui sont d'importants fonds de retraite canadiens.

La société dispose de lettres de crédit en cours au 31 décembre 2006 pour un encours total de 117,9 M\$ destiné à une partie de ses activités et à ses projets de dépenses en immobilisations, y compris 61,5 M\$ pour son régime de retraite complémentaire non capitalisé et 17,8 M\$ pour la lettre de crédit mentionnée ci-dessus au nom des co-investisseurs dans le réseau Express.

**19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

Le 23 janvier 2007, Corridor a augmenté sa facilité de crédit pour la faire passer de 225 M\$ à 375 M\$ et l'a prolongée de 364 jours, ainsi que la facilité de crédit à vue de 20 M\$ qui y est associée, comme il est permis en vertu de ces contrats.

Le 16 février 2007, la société a terminé sa restructuration après une fusion avec sa société mère directe (0731297 BC Ltd.). La société continue à être la société mère des entités énumérées dans les notes afférentes aux comptes.

**TERASEN INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**  
**(Les montants dans les tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)**  
**EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2006 ET 2005**

**19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN (SUITE)**

Le 26 février 2007, la société mère de la société, KMI, a annoncé la conclusion d'un accord définitif avec Fortis, Inc. visant à vendre Terasen Inc. et ses principaux actifs de distribution de gaz naturel, y compris ses filiales Terasen Gas et TGVI, ainsi que d'autres activités, dont l'entreprise de services énergétiques de Terasen. La vente ne comprend pas les filiales de services de transport du pétrole ni les placements sous le nom de Kinder Morgan Canada. Le coût d'acquisition d'environ 3,7 G\$ inclut la prise en charge d'une dette de près de 2,4 G\$. La conclusion de l'opération prévue pour la mi-2007 ne sera effective qu'une fois les conditions habituelles de clôture remplies et les autorisations nécessaires reçues des organismes de réglementation.

Le 5 mars 2007, KMI, société mère de la société, a annoncé la conclusion d'un contrat en vue de vendre les actions du réseau de pipeline Corridor à Inter Pipeline Fund pour la somme approximative de 760 M\$, avec les dettes. La conclusion de l'opération, qui est soumise à certaines conditions de clôture, à l'obtention de l'autorisation des organismes de réglementation et à un droit de premier refus, est prévue pour la mi-2007.

Le 26 mars 2007, le ministre de la Petite Entreprise et du Revenu et ministre responsable de la Réforme réglementaire de la Colombie-Britannique a rendu une décision concernant la procédure d'appel engagée par la société relativement à l'avis d'imposition de 37,1 M\$ émanant de la British Columbia Social Service Tax. Le ministre a réduit le montant de l'avis d'imposition à 7,0 M\$, intérêts compris. La *Social Service Tax Act* autorise une seconde procédure d'appel devant les tribunaux dans les 90 jours suivant la décision du ministre. La société évalue actuellement ses possibilités concernant cette procédure d'appel.

**ANNEXE C**

**Terasen Inc.**

**États financiers consolidés intermédiaires**  
*(non vérifiés)*  
**Trimestre terminé le 31 mars 2007**

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU**  
(non vérifiés)

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(retraités – voir la note 1)	
	En millions de dollars canadiens	
<b>Produits</b>		
Distribution de gaz naturel	630,2	\$ 682,0
Transport de pétrole	39,8	38,2
Autres activités	8,9	12,1
	<b>678,9</b>	<b>732,3</b>
<b>Charges</b>		
Coût du gaz naturel	435,3	482,2
Coût des produits tirés d'autres activités	6,8	7,2
Exploitation et entretien	65,6	63,0
Amortissement	31,6	32,6
Impôts fonciers et autres impôts et taxes	19,3	18,1
	<b>558,6</b>	<b>603,1</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>120,3</b>	<b>129,2</b>
Frais de financement	73,7	75,7
Bénéfice avant la quote-part du résultat d'entités satellites, la moins-value de l'écart d'acquisition, le résultat des activités abandonnées et les impôts sur les bénéfices	46,6	53,5
Quote-part du résultat du réseau Express	5,5	5,2
Moins-value de l'écart d'acquisition (note 4)	(441,9)	-
(Perte) bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et le résultat des activités abandonnées	(389,8)	58,7
Impôts sur les bénéfices	9,9	16,0
(Perte) bénéfice avant le résultat des activités abandonnées	(399,7)	42,7
Gain découlant des activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices	3,3	3,4
<b>Bénéfice net (perte) et résultat étendu</b>	<b>(396,4)</b>	<b>\$ 46,1</b>

**ÉTATS CONSOLIDÉS (DU DÉFICIT) DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS**  
(non vérifiés)

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(retraités – voir la note 1)	
	En millions de dollars canadiens	
(Déficit) bénéfices non répartis au début de la période	(669,0)	\$ 10,5
Ajustement du déficit (note 2)	35,5	-
Bénéfice net (perte)	(633,5)	\$ 10,5
(Déficit) bénéfices non répartis à la fin de la période	(396,4)	46,1
	(1 029,9)	\$ 56,6

**BILANS CONSOLIDÉS**  
(non vérifiés)

	31 mars 2007		31 décembre 2006	
				(retraités – voir la note 1)
	En millions de dollars canadiens			
<b>Actif</b>				
Actif à court terme				
Encaisse et placements à court terme	26,4	\$	11,2	\$
Débiteurs	394,4		336,5	
Gaz stocké et stocks de fournitures	79,7		189,5	
Charges payées d'avance	8,6		12,6	
Tranche à court terme des comptes de stabilisation des tarifs	35,2		134,5	
Actifs à court terme destinés à la vente	2,1		-	
	546,4		684,3	
Immobilisations corporelles	3 623,6		4 377,2	
Placement à long terme	524,5		480,5	
Écart d'acquisition	1 072,1		1 589,7	
Comptes de stabilisation des tarifs	32,2		48,3	
Autres actifs	87,6		102,2	
Actifs à long terme destinés à la vente	1 012,1		-	
	6 898,5	\$	7 282,2	\$
<b>Passif et capitaux propres</b>				
Passif à court terme				
Billets à court terme	213,0	\$	556,0	\$
Créditeurs et charges à payer	395,6		618,3	
Impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes à payer	60,4		16,4	
Tranche à court terme des comptes de stabilisation des tarifs	1,8		-	
Tranche à court terme de la dette à long terme	287,6		285,9	
Montant à payer à la société mère	12,6		8,9	
Passifs à court terme destinés à la vente	415,1		-	
	1 386,1		1 485,5	
Dette à long terme	1 819,0		2 121,5	
Emprunt subordonné	2 491,3		2 491,3	
Autres passifs à long terme et crédits reportés	214,3		207,4	
Impôts sur les bénéfices futurs	197,3		223,6	
Passifs à long terme destinés à la vente	325,9		-	
	6 433,9		6 529,3	
Capitaux propres				
Actions ordinaires	1 475,3		1 402,7	
Actions privilégiées	51,0		-	
Surplus d'apport	19,2		19,2	
Déficit	(1 029,9)		(669,0)	
	515,6		752,9	
Moins le coût des actions privilégiées détenues par Trans Mountains Holdings Ltd.				
	(51,0)		-	
	464,6		752,9	
	6 898,5	\$	7 282,2	\$

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE**  
(non vérifiés)

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(retraités – voir la note 1)	
	En millions de dollars canadiens	
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :		
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net (perte)	(396,4)	\$ 46,1
Ajustements pour tenir compte des éléments hors trésorerie		
Amortissement	31,6	37,0
Excédent de la quote-part du résultat des placements à long terme sur les distributions en trésorerie	(5,5)	(5,2)
Impôts sur les bénéfices futurs	(0,9)	(1,7)
Moins-value de l'écart d'acquisition	441,9	-
Autres	5,1	0,4
	75,8	76,6
Diminution des comptes de stabilisation des tarifs	11,4	38,1
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	95,4	74,7
	182,6	189,4
<b>Activités d'investissement</b>		
Immobilisations corporelles	(99,2)	(33,0)
Cession d'activités abandonnées	30,6	(7,5)
Autres actifs	15,4	0,3
	(53,2)	(40,2)
<b>Activités de financement</b>		
Diminution des billets à court terme	(118,0)	(241,0)
Augmentation de la tranche à court terme de la dette à long terme	0,3	317,0
Réduction de la dette à long terme	(0,2)	(210,0)
Avances à KMI	3,7	0,9
	(114,2)	(133,1)
Augmentation nette de la trésorerie	15,2	16,1
Trésorerie au début de la période	11,2	79,4
Trésorerie à la fin de la période	26,4	\$ 95,5
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés au cours de la période	44,8	\$ 45,4
Impôts sur les bénéfices payés au cours de la période	2,2	19,2
Opérations hors trésorerie		
Évaluation à la valeur de marché de certains dérivés sur le gaz, montant reporté dans les comptes de stabilisation des tarifs	(105,8)	\$ 54,0
Créditeurs et charges à payer réglés par l'émission d'actions	72,6	-
Acquisitions d'immobilisations corporelles incluses dans les créditeurs et charges à payer	(6,3)	-
Reclassement dans la tranche à court terme de la dette à long terme des prêts remboursables octroyés par le gouvernement comptabilisés dans les immobilisations	-	4,5



## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

(NON VÉRIFIÉS)

EN MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS

### 1. FUSION ET RETRAITEMENT DES ÉTATS FINANCIERS DE PÉRIODES ANTÉRIEURES

Le 16 février 2007, Terasen Inc. a fusionné avec Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. et 0731297 BC Ltd. pour former une société sous le nom de Terasen Inc., qui est la société à laquelle se rapportent les présents états. 0731249 BC Ltd était la société mère directe de Terasen Inc. avant la fusion et elle a acheté des actions de Terasen dans le cadre de l'acquisition de cette dernière par Kinder Morgan Inc. (« KMI ») le 30 novembre 2005. À la suite de cette fusion, les états consolidés des résultats et du résultat étendu, les états (du déficit) des bénéfiques non répartis, les bilans et les états des flux de trésorerie ont été retraités pour prendre en compte les effets de la réévaluation des comptes de Terasen comme si 0731297 BC Ltd avait été la société publiant les états financiers depuis le 30 novembre 2005.

L'acquisition de Terasen a été comptabilisée à titre de regroupement d'entreprises, 0731297 BC Ltd étant l'acquéreur aux fins comptables. L'acquisition de Terasen le 30 novembre 2005 a été financée d'une part par l'émission d'actions ordinaires et d'autre part par l'émission de titres d'emprunt.

Coût d'acquisition	
Émission d'actions de KMI	1 338,7 \$
Émission de titres d'emprunt	2 491,3
Coûts de l'opération	18,5
	<u>3 848,5 \$</u>

Selon la méthode de l'acquisition, le coût d'acquisition a été ventilé entre les actifs sous-jacents acquis et les passifs sous-jacents pris en charge, en général en fonction de leur juste valeur estimative à la date de l'acquisition. Les justes valeurs estimatives sont fondées sur une combinaison d'évaluations indépendantes et d'estimations internes. L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du coût d'acquisition sur la valeur nette des actifs corporels et incorporels identifiables acquis. Il n'est pas déductible à des fins fiscales. La ventilation du coût d'acquisition se présente comme suit :

Ventilation du coût d'acquisition	
Actif à court terme	788,5 \$
Immobilisations corporelles	4 244,1
Participation dans Express	455,5
Tranche à long terme des comptes de stabilisation des tarifs	51,5
Autres actifs	93,2
Écart d'acquisition	2 271,6
Passif à court terme	(1 581,7)
Dette à long terme et débentures	(2 060,6)
Passif à long terme	(163,1)
Impôts sur les bénéfices futurs	(250,5)
	<u>3 848,5 \$</u>

**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS**

(NON VÉRIFIÉS)

EN MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS

Le tableau qui suit présente le bilan au 31 décembre 2006, dans sa version initiale, et les ajustements liés à la réévaluation des comptes et d'autres éléments relatifs à l'acquisition de Terasen, ainsi que le bilan après ajustements pour tenir compte de la fusion expliquée ci-dessus.

	Avant ajustements		Ajuste- ments liés à la fusion	Après ajustements
Encaisse et placements à court terme	11,2	\$	-	11,2
Débiteurs	336,5		-	336,5
Gaz stocké et stocks de fournitures	189,5		-	189,5
Charges payées d'avance	12,6		-	12,6
Tranche à court terme des comptes de stabilisation des tarifs	134,5		-	134,5
	684,3	\$		684,3
Immobilisations corporelles	4 194,7	\$	a) 182,5	4 377,2
Placements à long terme	260,9		b) 219,6	480,5
Écart d'acquisition	76,4		c) 1 513,3	1 589,7
Comptes de stabilisation des tarifs	48,3		-	48,3
Autres actifs	103,4		(1,2)	102,2
	5 368,0	\$	1 914,2	7 282,2
Billets à court terme	556,0	\$	-	556,0
Créiteurs et charges à payer	523,8		d) 94,5	618,3
Impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes à payer	29,3		e) (12,9)	16,4
Tranche à court terme de la dette à long terme	285,9		-	285,9
Montant à payer à la société mère	8,9		-	8,9
	1 403,9	\$	81,6	1 485,5
Billets à long terme	2 107,8	\$	13,7	2 121,5
Emprunt subordonné	-		f) 3 491,3	11,2
Autres passifs à long terme et crédits reportés	198,4		g) 9,0	2 191,3
Impôts sur les bénéfices futurs	76,5		h) 147,1	207,4
	3 786,6	\$	2 742,7	223,6
Actions ordinaires	904,9	\$	i) 497,8	1 402,7
Surplus d'apport	172,7		i) (153,5)	19,2
Bénéfices non répartis	554,7		i) (1 223,7)	(669,0)
Écart de conversion cumulé	0,1		(0,1)	-
Moins le coût des actions ordinaires détenues par Trans Mountain Holdings Ltd.	(51,0)		i) 51,0	-
	1 581,4		828,5	752,9
	5 368,0	\$	1 914,2	7 282,2

- a) Correspond à la juste valeur additionnelle nette non amortie attribuée aux immobilisations corporelles.
- b) Correspond à l'augmentation de la juste valeur attribuée à la participation dans Express.
- c) Correspond à tout excédent des contreparties payées sur les justes valeurs attribuées aux différents actifs et passifs. Une moins-value de 762,3 M\$ a été portée en réduction de l'écart d'acquisition au cours du quatrième trimestre de 2006.
- d) Correspond aux intérêts à payer sur l'emprunt subordonné pris en charge dans le cadre de l'acquisition et faisant partie des coûts d'acquisition à payer.
- e) Correspond à l'économie d'impôts réalisée grâce à certaines déductions liées à la réévaluation des comptes et à l'incidence fiscale de certains montants déduits du bénéfice.
- f) Correspond à l'emprunt subordonné pris en charge dans le cadre de l'opération.
- g) Correspond à l'ajustement de la juste valeur des passifs au titre du régime de retraite non réglementé et d'autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi.
- h) Correspond aux passifs d'impôts futurs découlant de l'utilisation de la méthode de l'acquisition.
- i) Tous les ajustements des capitaux propres liés à la fusion correspondent à la réinitialisation des comptes de capital comme si les capitaux propres de Terasen Inc. au 30 novembre 2005 avaient été éliminés dans le cadre de l'acquisition. Les ajustements ont été effectués comme si 0731297 BC Ltd était la société mère depuis le 30 novembre 2005.

**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS**

(NON VÉRIFIÉS)

EN MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS

	31 mars 2006		Ajuste- ments liés à la fusion	Après ajustements		
	Activités poursuivies	En millions de dollars canadiens				
<b>Produits</b>						
Distribution de gaz naturel	682,0	\$	-	682,0	\$	
Transport de pétrole	38,2		-	38,2		
Autres activités	12,1		-	12,1		
	<u>732,3</u>		<u>-</u>	<u>732,3</u>		
<b>Charges</b>						
Coût du gaz naturel	482,2		-	482,2		
Coût des produits tirés des autres activités	7,2		-	7,2		
Exploitation et entretien	63,7	a)	(0,7)	63,0		
Amortissement	31,9	b)	0,7	32,6		
Impôts fonciers et autres impôts et taxes	18,1		-	18,1		
	<u>603,1</u>		<u>-</u>	<u>603,1</u>		
<b>Bénéfice d'exploitation</b>						
Frais de financement	129,2		-	129,2		
Bénéfice avant la quote-part du résultat d'entités satellites, la moins-value de l'écart d'acquisition, le résultat des activités abandonnées et les impôts sur les bénéfices	40,8	c)	34,9	75,7		
Quote-part du résultat du réseau Express	88,4		(34,9)	53,5		
Bénéfice (perte) avant les impôts sur les bénéfices et le résultat des activités abandonnées	5,2		-	5,2		
Impôts sur les bénéfices	93,6		(34,9)	58,7		
Bénéfice (perte) avant le résultat des activités abandonnées	27,5	d)	(11,5)	16,0		
Gain (perte) découlant des activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices	66,1		(23,4)	42,7		
	(1,8)	e)	5,2	3,4		
<b>Bénéfice net (perte)</b>	<u>64,3</u>	\$	<u>(18,2)</u>	\$ <u>46,1</u>	\$	

a) Correspond à la contrepassation d'une radiation qui a été éliminée au moment de l'acquisition de Terasen par KMI.

b) Correspond à l'amortissement de la juste valeur additionnelle attribuée aux immobilisations corporelles.

c) Correspond à l'amortissement de la juste valeur attribuée à la dette à long terme et aux intérêts débiteurs de l'emprunt subordonné.

d) Correspond principalement à l'économie d'impôts associée aux intérêts débiteurs comptabilisés pour l'emprunt subordonné.

e) Correspond à la contrepassation de la perte découlant de la cession de l'entreprise de services d'eau et de services publics de Terasen, perte qui a été éliminée en raison de l'application de la méthode de l'acquisition au moment de l'acquisition de Terasen par KMI.

## **2. MODE DE PRÉSENTATION**

Les conventions comptables et les méthodes d'application suivies dans la préparation des présents états financiers consolidés intermédiaires sont conformes à celles qui ont servi à dresser les états financiers consolidés vérifiés de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, à l'exception de celles décrites ci-après, sous la rubrique « Nouvelles conventions comptables », et décrites à la note 1. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas tous les éléments d'information qui doivent obligatoirement être fournis dans les états financiers annuels et ils doivent donc être lus à la lumière des états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

Certains chiffres correspondants de l'exercice précédent ont été reclassés pour être conformes à la présentation de l'exercice en cours, comme il est indiqué à la note 1.

Les états financiers intermédiaires, notes comprises, de la période couverte ont été préparés par la direction.

Le 26 février 2007, la société mère de la société, KMI, a annoncé la conclusion d'un accord définitif avec Fortis Inc. visant à vendre Terasen Inc. et ses principaux actifs de distribution de gaz naturel, y compris ses filiales Terasen Gas et Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., ainsi que d'autres activités, dont l'entreprise de services énergétiques de Terasen. La vente ne comprend pas les filiales de services de transport du pétrole ni les placements sous le nom de Kinder Morgan Canada. Le coût d'acquisition d'environ 3,7 G\$ inclut la prise en charge d'une dette de près de 2,4 G\$. L'opération a été conclue le 17 mai 2007.

Le 5 mars 2007, KMI, société mère de la société, a annoncé la conclusion d'un contrat en vue de vendre les actions du réseau de pipeline Corridor à Inter Pipeline Fund pour la somme approximative de 760 M\$, y compris les dettes. La conclusion de l'opération, qui est soumise à certaines conditions de clôture, à l'obtention de l'autorisation des organismes de réglementation et à un droit de premier refus, est prévue pour mi-2007. Certains chiffres correspondants de périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte du reclassement du résultat de Corridor dans les activités abandonnées.

### **Nouvelles conventions comptables**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la société a adopté les nouvelles normes comptables publiées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») et décrites ci-dessous.

- a) Le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », établit les normes de comptabilisation et de présentation des instruments financiers dans le bilan et l'évaluation des instruments financiers selon leur classement. Ce chapitre traite également de l'évaluation des instruments financiers après la constatation initiale et de la comptabilisation des gains et des pertes.

La société est tenue de classer ses instruments financiers dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances et autres passifs financiers. Tous les instruments financiers doivent être initialement évalués à la juste valeur. Les instruments financiers classés comme étant détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente sont évalués ultérieurement à la juste valeur, et toute variation de la juste valeur doit être portée en résultat net et dans les autres éléments du résultat étendu, respectivement. Tous les autres instruments financiers sont évalués ultérieurement au coût après amortissement.

Tous les instruments financiers dérivés sont constatés à la juste valeur dans le bilan. Les ajustements à la valeur de marché de ces instruments sont compris dans le résultat net, à moins que les instruments ne soient désignés comme faisant partie d'une relation de couverture de flux de trésorerie, auquel cas, la portion efficace de la variation de la juste valeur est constatée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur liée à la portion inefficace est immédiatement portée en résultat net. Conformément aux dispositions provisoires de la norme, la société ne constate comme actifs et passifs séparés que les dérivés incorporés acquis ou substantiellement modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003.

La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante :

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

(NON VÉRIFIÉS)

EN MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS

---

- Les débiteurs et les placements à long terme sont classés dans le poste « Prêts et créances ». Ces actifs financiers sont constatés à une valeur se rapprochant de leur coût après amortissement, selon la méthode des intérêts effectifs.
- Les billets à court terme, les créditeurs et charges à payer, la dette à long terme, l'emprunt subordonné et les frais d'émission connexes sont classés dans le poste « Autres passifs financiers ». Ces passifs financiers sont constatés à une valeur se rapprochant de leur coût après amortissement, selon la méthode des intérêts effectifs.

À la suite de l'adoption du chapitre 3855, les frais de financement reportés de 9,4 M\$ au 31 mars 2007 (9,8 M\$ en 2006), relativement à la dette à long terme, et qui figuraient dans les autres actifs, ont été reclassés dans la dette à long terme dans le bilan. Ces frais seront imputés aux résultats, suivant la méthode des intérêts effectifs, sur la durée de vie de la dette connexe. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les frais de financement reportés étaient amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. Comme le permet la norme, un ajustement ponctuel de 1,7 M\$ a été apporté aux bénéfices non répartis afin de tenir compte de la différence entre la méthode de l'amortissement linéaire et la méthode des intérêts effectifs avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

- b) Le chapitre 1530, « Résultat étendu », exige la préparation d'un état du résultat étendu et établit des normes d'information et de présentation concernant les autres éléments du résultat étendu. Le résultat étendu représente la variation des capitaux propres d'une entreprise au cours d'une période, découlant d'opérations et d'autres événements et circonstances sans rapport avec les propriétaires, y compris les gains et pertes de change découlant de la conversion des états financiers d'un établissement étranger autonome, les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et les variations de la juste valeur de la portion efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie. La société n'a constaté aucun ajustement dans les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.
- c) Le chapitre 3865, « Couvertures », établit des normes qui précisent quand et comment appliquer la comptabilité de couverture selon les stratégies de couverture permises et précisent aussi les informations à fournir. La majorité des couvertures de flux de trésorerie de la société vise l'achat de gaz naturel. Étant donné que la société est assujettie à la réglementation des tarifs, la portion inefficace des variations de la juste valeur de ces couvertures est reportée à titre d'actif ou de passif jusqu'à leur règlement, un actif ou un passif au nom des usagers étant comptabilisé en contrepartie. Au moment du règlement, le gain ou la perte constaté est inscrit à titre d'actif ou de passif réglementaire et est recouvré auprès des usagers, ou leur est remboursé, au cours des périodes ultérieures. Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, la société a constaté un passif additionnel de 1,1 M\$ envers les contreparties pour des pertes non réalisées liées aux couvertures d'achat de gaz naturel et un montant recouvrable auprès des usagers de 1,1 M\$. Les montants recouvrables auprès des usagers sont constatés dans les comptes de stabilisation des tarifs.

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

(NON VÉRIFIÉS)

EN MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS

La société utilise des couvertures de juste valeur pour couvrir la valeur des instruments d'emprunt. Les couvertures de juste valeur des entreprises à tarifs réglementés sont constatées à titre d'autres actifs, le montant compensatoire étant constaté dans les autres passifs à long terme et crédits reportés, alors que les couvertures de juste valeur non réglementées sont comptabilisées dans les autres actifs et la dette à long terme. L'adoption de cette nouvelle norme, le 1<sup>er</sup> janvier 2007, a entraîné une augmentation des autres actifs de 0,9 \$, une augmentation de la dette à long terme de 0,1 \$ et une augmentation des autres passifs à long terme et crédits reportés de 0,8 \$.

Selon la norme canadienne antérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2007, certaines entités satellites de la société ont désigné de futurs produits en dollars américains comme couvertures du risque de change lié à la dette libellée en dollars américains. Ces entités reportent les gains et pertes de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains et appliquent un ajustement aux produits correspondants au moment où ils sont gagnés. Cette méthode n'est pas admissible à la comptabilité de couverture en vertu de la nouvelle norme. En vertu de cette ancienne méthode, la société a comptabilisé 38,6 M\$ à titre d'ajustement ponctuel de la valeur de son placement et a, en contrepartie, augmenté les impôts futurs de 4,8 M\$; le montant net de l'ajustement des bénéfiques non répartis s'est établi à 33,8 M\$.

### 3. INFORMATIONS SECTORIELLES

Trimestres terminés les 31 mars

2007	Distribution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	Total
		(en millions de dollars)		
Produits	630,2	\$ 39,8	\$ 8,9	\$ 678,9
Bénéfice (perte) avant le résultat des activités abandonnées	54,8	(427,2)	(27,3)	(399,7)
Bénéfice net (perte)	54,8	(423,9)	(27,3)	(396,4)
Total de l'actif	4 133,9	2 686,9	77,7	6 898,5
Écart d'acquisition	751,2	320,9	-	1 072,1

2006 (retraités)	Distribution de gaz naturel	Transport de pétrole	Autres activités	Total
		(en millions de dollars)		
Produits	682,0	\$ 38,2	\$ 12,1	\$ 732,3
Bénéfice (perte) avant le résultat des activités abandonnées	55,3	15,2	(27,8)	42,7
Bénéfice net (perte)	55,3	18,6	(27,8)	46,1
Total de l'actif	4 950,9	2 655,0	280,7	7 886,6
Écart d'acquisition	1 482,2	762,8	-	2 245,0

### 4. MOINS-VALUE DE L'ÉCART D'ACQUISITION

L'acquisition du réseau de pipelines Trans Mountain de Terasen par Kinder Morgan Energy Partners a été annoncée le 18 avril 2007. Par la suite, le 30 avril 2007, les actifs ont été transférés à Kinder Morgan Energy Partners. Cette opération a obligé la société à examiner la juste valeur du réseau, actuellement classé dans les activités de transport de pétrole, afin de déterminer si l'écart d'acquisition de ces actifs avait subi une moins-value. De ce fait, compte tenu de la contrepartie de l'opération qui lui revient et des documents fournis par des tiers sur la juste valeur des actifs du réseau de pipelines Trans Mountain, la société a comptabilisé une moins-value de 441,9 M\$ de l'écart d'acquisition pour le trimestre écoulé.

## NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

(NON VÉRIFIÉS)

EN MILLIONS DE DOLLARS CANADIENS

### 5. ACTIVITÉS SAISONNIÈRES

En raison du caractère saisonnier des activités de distribution de gaz naturel de la société, les états des résultats trimestriels ne sont pas représentatifs des résultats d'un exercice entier.

### 6. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La société estime que sa société mère, KMI, a fourni des services de gestion totalisant environ 2,5 M\$ (2,0 M\$ en 2006) pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

### 7. RÉGIME D'AVANTAGES SOCIAUX

La société et ses filiales offrent à leurs salariés des régimes de retraite à prestations déterminées et des régimes de retraite à cotisations déterminées. La société offre aussi des avantages complémentaires de retraite à ses employés retraités. Des renseignements supplémentaires sur ces régimes d'avantages sociaux figurent dans le rapport annuel de 2006 de la société. Pour 2007, la société a estimé que ses cotisations aux régimes de retraite à prestations déterminées devraient s'établir à 9,9 M\$ (montant réel de 11,8 M\$ en 2006).

Le tableau qui suit présente les coûts constatés pour les périodes considérées.

Trimestres terminés les 31 mars	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
	(en millions de dollars)			
Coût des services rendus au cours de la période	2,9	\$ 2,4	\$ 0,6	\$ 0,5
Coût financier des obligations au titre des prestations projetées	4,6	4,3	1,1	1,0
Rendement prévu de l'actif des régimes	(5,8)	(5,2)	-	-
Pertes actuarielles nettes	-	-	-	-
Modifications des régimes	-	(0,1)	-	-
Coût net des régimes avant les ajustements du coût des avantages sociaux	1,7	1,4	1,7	1,5
Écart entre le rendement réel et le rendement prévu de l'actif des régimes	0,1	0,1	-	-
Écart entre les gains actuariels réels (pertes) et les gains actuariels constatés (pertes) de la période	0,9	1,1	0,8	0,8
Écart entre le coût des services passés réel et le coût des services passés constaté	0,2	0,2	(0,1)	(0,1)
Amortissement de l'obligation (l'actif) transitoire	(0,8)	(0,8)	0,4	0,4
Coût net des régimes d'avantages sociaux	2,1	\$ 2,0	\$ 2,8	\$ 2,6
Coût des régimes à cotisations déterminées	-	\$ 0,7	-	-
Coût total des régimes de retraite	2,1	\$ 2,7	-	-

### 8. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Le 26 mars 2007, le ministre de la Petite Entreprise et du Revenu et ministre responsable de la Réforme réglementaire de la Colombie-Britannique a rendu une décision concernant la procédure d'appel engagée par la société relativement à l'avis d'imposition de 37,1 M\$ émanant de la British Columbia Social Service Tax. Le ministre a réduit le montant de l'avis d'imposition à 7,0 M\$, intérêts compris. La *Social Service Tax Act* autorise une seconde procédure d'appel devant les tribunaux dans les 90 jours suivant la décision du ministre. La société évalue actuellement ses possibilités concernant cette procédure d'appel.

**ANNEXE D**

**ÉTATS FINANCIERS  
CONSOLIDÉS PRO FORMA  
FORTIS INC.**

(non vérifié)

**Au 31 mars 2007 et pour le trimestre terminé à cette date,  
et l'exercice terminé le 31 décembre 2006**

**(voir ci-joint)**



## **ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS PRO FORMA NON VÉRIFIÉS**

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés qui suivent tiennent compte de l'acquisition (l'«acquisition») de Terasen Inc. («Terasen») selon la méthode de l'acquisition. Le bilan consolidé pro forma non vérifié tient compte de l'acquisition comme si elle avait eu lieu le 31 mars 2007. Les états des résultats consolidés pro forma non vérifiés pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 et l'exercice terminé le 31 décembre 2006 tiennent compte de l'acquisition comme si elle avait été finalisée le 1<sup>er</sup> janvier 2006.

Les présents états financiers consolidés pro forma non vérifiés sont présentés uniquement à titre indicatif. Les rajustements pro forma sont fondés sur les informations disponibles et certaines hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, comme il est décrit dans les notes afférentes aux états financiers consolidés pro forma non vérifiés.

Terasen est une société de portefeuille qui a son siège social à Vancouver, en Colombie-Britannique, et dont les filiales exercent des activités de distribution de gaz naturel en Colombie-Britannique. Dans le cadre de la réorganisation de ses activités avant la clôture de l'acquisition, Terasen Inc. a été tenue de céder ses actifs de transport de pétrole. Relativement à cette cession, le 16 février 2007, Terasen Inc. a fusionné avec Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc., anciennement une filiale en propriété exclusive de Terasen Inc., et 0731297 BC Ltd., une société de portefeuille anciennement la société mère directe de Terasen Inc., avec la société issue de la fusion poursuivant ses activités sous le nom «Terasen Inc.». C'est la société issue de la fusion qui est représentée dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen Inc. au 31 mars 2007 et pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006. Après la fusion, Terasen Inc. continue de détenir les activités de distribution de gaz exploitées par ses filiales.

Par suite de cette fusion, les états financiers consolidés de Terasen Inc. au 31 décembre 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 ne reflètent pas la même entité que les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 mars 2007 et pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006 relatifs à la société issue de la fusion et ne sont pas directement comparables à ces derniers. L'incidence de la fusion est décrite plus amplement à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen Inc. à la page C-6 de l'annexe C de la déclaration d'acquisition d'entreprise et à la note 2 o] des présents états financiers pro forma.

Les présents états financiers consolidés non vérifiés pro forma sont fondés sur les états financiers de Terasen au 31 mars 2007 et pour le trimestre terminé à cette date et l'exercice terminé le 31 décembre 2006. La situation et les résultats financiers des activités de transport de pétrole ont été exclus respectivement du bilan et des états des résultats consolidés pro forma non vérifiés au moyen de rajustements pro forma. Consulter les notes 2 b] et 2 d].

Les informations pro forma présentées, y compris la ventilation du prix d'achat, sont fondées sur des estimations provisoires de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge, des informations disponibles et des hypothèses, et pourraient être révisées à la lumière de nouvelles informations. Les rajustements réels apportés aux états financiers consolidés à la clôture de l'acquisition seront tributaires d'un certain nombre de facteurs, y compris les informations additionnelles disponibles et l'actif net à la date de clôture de l'acquisition. Par conséquent, les rajustements réels différeront des rajustements pro forma, et ces différences pourraient être importantes. Par exemple, la répartition finale du prix d'achat est tributaire, entre autres facteurs, de la finalisation de l'évaluation de l'actif et du passif. L'établissement final de ces justes valeurs reflétera l'examen d'une évaluation finale préparée par des évaluateurs indépendants. Cette évaluation finale sera fondée sur les actifs et les passifs nets corporels et incorporels réels à la date de clôture de l'acquisition. Tout rajustement final pourrait modifier la répartition du prix d'achat, ce qui pourrait avoir une incidence sur la juste valeur attribuée aux actifs et aux passifs, et pourrait entraîner une modification des états financiers consolidés pro forma non vérifiés, y compris une modification de l'écart d'acquisition.

**Fortis Inc.**  
**BILAN CONSOLIDÉ PRO FORMA**  
**Au 31 mars 2007**  
(non vérifié)  
(en millions de dollars)

	Fortis Inc.	Terasen Inc.	Rajustements pro forma		Bilan consolidé pro forma
			Note		
<b>ACTIF</b>					
<b>Actif à court terme</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	43,2	26,4	2 n]	193,2	71,2
			2 n]	(191,6)	
Débiteurs .....	268,6	394,4	2 b]	(16,1)	646,9
Impôts à recouvrer.....	11,0	—		—	11,0
Charges payées d'avance .....	16,7	8,6	2 b]	(1,5)	23,8
Actifs réglementaires.....	41,1	35,2		—	76,3
Stocks de gaz, matières et fournitures.....	32,1	79,7	2 b]	(3,4)	108,4
Actif à court terme disponible à la vente .....	—	2,1	2 b]	(2,1)	—
	412,7	546,4		(21,5)	937,6
Dépôt au titre des impôts sur les bénéfices des sociétés.....	5,9	—		—	5,9
Charges reportées et autres actifs.....	171,6	87,6	2 b]	(20,6)	235,6
			2 e]	(3,0)	
Actifs réglementaires .....	132,2	32,2		—	164,4
Impôts futurs .....	9,3	—	2 f]	8,4	36,8
			2 g]	16,7	
			2 n]	2,4	
Immobilisations de services publics .....	3 629,6	3 623,6	2 b]	(858,9)	6 394,3
Biens productifs .....	468,5	—		—	468,5
Placements.....	2,5	524,5	2 b]	(524,5)	2,5
Actifs incorporels, déduction faite de l'amortissement .....	8,8	—		—	8,8
Écart d'acquisition .....	658,3	1 072,1	2 b]	(189,7)	1 540,7
Actif à long terme disponible à la vente .....	—	1 012,1	2 b]	(1 012,1)	—
	5 499,4	6 898,5		(2 602,8)	9 795,1
<b>PASSIF</b>					
<b>Passif à court terme</b>					
Emprunts à court terme .....	54,2	213,0		—	267,2
Créditeurs et charges à payer .....	336,2	408,2	2 b]	(24,9)	729,5
			2 l]	10,0	
Dividendes à payer.....	24,9	—		—	24,9
Impôts à payer .....	—	60,4	2 b]	(13,3)	49,1
			2 e]	2,0	
Passifs réglementaires .....	13,1	1,8		—	14,9
Versements pour la période au titre de la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition .....	76,1	287,6		—	363,7
Émission de reçus de souscription .....	1 151,2	—	2 g]	(1 151,2)	—
Liquidités soumises à restrictions – Émission de reçus de souscription .....	(1 151,2)	—	2 g]	1 151,2	—
Impôts futurs .....	9,5	—		—	9,5
Passif à court terme disponible à la vente.....	—	415,1	2 b]	(415,1)	—
	514,0	1 386,1		(441,3)	1 458,8
Crédits reportés et autres passifs.....	79,7	214,3	2 b]	(7,6)	286,4
Passifs réglementaires .....	336,3	—		—	336,3
Impôts futurs .....	49,5	197,3	2 b]	(211,8)	35,0
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition .....	2 517,2	1 819,0	2 f]	24,0	4 360,2
Dette subordonnée.....	—	2 491,3	2 b]	(2 491,3)	—
Passif à long terme disponible à la vente .....	—	325,9	2 b]	(325,9)	—
Part des actionnaires sans contrôle .....	127,8	—		—	127,8
Actions privilégiées.....	319,5	—		—	319,5
	3 944,0	6 433,9		(3 453,9)	6 924,0
<b>CAPITAUX PROPRES</b>					
Actions ordinaires .....	980,1	1 475,3	2 g]	(1 151,2)	2 100,2
			2 g]	(31,1)	
			2 k]	(1 475,3)	
Actions privilégiées <sup>1</sup> .....	122,5	—	2 n]	200,0	318,1
			2 n]	(4,4)	
Surplus d'apport .....	5,2	19,2	2 k]	(19,2)	5,2
Composante capitaux propres des débentures convertibles .....	7,0	—		—	7,0
Cumul des autres éléments du résultat étendu .....	(63,3)	—		—	(63,3)
Bénéfices non répartis.....	503,9	(1 029,9)	2 k]	1 029,9	503,9
	1 555,4	464,6		851,1	2 871,1
	5 499,4	6 898,5		(2 602,8)	9 795,1

1) Les actions privilégiées de Terasen Inc. sont présentées déduction faite de 51,0 millions \$ d'actions détenues par sa filiale en propriété exclusive, Trans Mountains Holdings Ltd.

*Voir les notes afférentes aux états financiers.*

**Fortis Inc.**  
**ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉ PRO FORMA**  
**Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006**  
(non vérifié)  
(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	Fortis Inc.	Terasen Inc.	Rajustements pro forma	État des résultats consolidé pro forma
			Note	
<b>Produits d'exploitation</b> .....	1 462,0	2 027,7	2 d] (242,4)	<b>3 245,4</b>
			2 o] (1,9)	
<b>Quote-part du bénéfice</b> .....	9,7	24,5	2 d] (24,5)	<b>9,7</b>
	<u>1 471,7</u>	<u>2 052,2</u>	(268,8)	<b>3 255,1</b>
<b>Charges</b>				
Coûts d'approvisionnement en énergie.....	540,5	1 117,9	—	<b>1 658,4</b>
Charges d'exploitation.....	398,6	394,0	2 d] (108,9)	<b>675,7</b>
			2 o] (8,0)	
Amortissement.....	177,5	145,2	2 d] (37,7)	<b>282,9</b>
			2 o] (2,1)	
	<u>1 116,6</u>	<u>1 657,1</u>	(156,7)	<b>2 617,0</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b> .....	355,1	395,1	(112,1)	<b>638,1</b>
Frais de financement.....	168,3	179,5	2 d] (26,8)	<b>456,0</b>
			2 m] (5,3)	
Dépréciation de la valeur comptable de l'écart d'acquisition.....	—	—	2 o] 140,3	
Gain tiré de la vente d'un bien productif.....	(2,1)	—	2 o] 762,3	<b>762,3</b>
	<u>166,2</u>	<u>179,5</u>	—	<b>(2,1)</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices des sociétés</b> .....	188,9	215,6	(982,6)	<b>1 216,2</b>
Impôts sur les bénéfices des sociétés.....	32,5	68,4	2 d] (17,3)	<b>(578,1)</b>
			2 i] 1,9	<b>26,3</b>
			2 o] (59,2)	
<b>Bénéfice (perte) avant part des actionnaires sans contrôle</b> .....	156,4	147,2	(908,0)	<b>(604,4)</b>
Part des actionnaires sans contrôle.....	7,6	—	—	<b>7,6</b>
<b>Bénéfice (perte) avant activités abandonnées</b> .....	148,8	147,2	(908,0)	<b>(612,0)</b>
Perte liée aux activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices des sociétés.....	—	(17,5)	2 o] 17,5	—
<b>Bénéfice net (perte nette)</b> .....	148,8	129,7	890,5	<b>(612,0)</b>
Dividendes sur actions privilégiées.....	1,6	—	2 n] 9,8	<b>11,4</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires</b> .....	147,2	129,7	(900,3)	<b>(623,4)</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (nombre en millions)</b> .....	103,6		2 g] 44,3	<b>147,9</b>
<b>Résultat par action ordinaire</b>				
De base.....	\$ 1,42			<b>\$ (4,21)</b>
Dilué.....	<u>\$ 1,37</u>			<b>\$ (4,21)</b>

*Voir les notes afférentes aux états financiers.*

**Fortis Inc.**  
**ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉ PRO FORMA**  
**Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007**  
(non vérifié)  
(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	Fortis Inc.	Terasen Inc.	Rajustements pro forma	État des résultats consolidé pro forma
			Note	
<b>Produits d'exploitation</b> .....	483,0	678,9	2 d]	(39,8) <b>1 122,1</b>
<b>Quote-part du bénéfice</b> .....	—	5,5	2 d]	(5,5)    —
	<u>483,0</u>	<u>684,4</u>		<u>(45,3)</u> <b>1 122,1</b>
<b>Charges</b>				
Coûts d'approvisionnement en énergie.....	214,7	435,3		— <b>650,0</b>
Charges d'exploitation.....	115,4	91,7	2 d]	(20,5)    186,6
Amortissement.....	54,1	31,6	2 d]	(5,7)    80,0
	<u>384,2</u>	<u>558,6</u>		<u>(26,2)</u> <b>916,6</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b> .....	98,8	125,8		(19,1) <b>205,5</b>
Frais de financement.....	47,6	73,7	2 d]	(0,9) <b>119,1</b>
			2 m]	(1,3)
Dépréciation de la valeur comptable de l'écart d'acquisition.....	—	441,9	2 d]	(441,9)    —
	<u>47,6</u>	<u>515,6</u>	2 d]	<u>(444,1)</u> <b>119,1</b>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices des sociétés</b> .....	51,2	(389,8)		425,0 <b>86,4</b>
Impôts sur les bénéfices des sociétés.....	6,9	9,9	2 d]	(3,6) <b>13,7</b>
			2 i]	0,5
<b>Bénéfice (perte) avant part des actionnaires sans contrôle</b> .....	44,3	(399,7)		428,1 <b>72,7</b>
Part des actionnaires sans contrôle .....	1,3	—		— <b>1,3</b>
<b>Bénéfice (perte) avant activités abandonnées</b> .....	43,0	(399,7)		428,1 <b>71,4</b>
Gain tiré des activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices des sociétés.....	—	3,3	2 d]	(3,3)    —
<b>Bénéfice net (perte nette)</b> .....	43,0	(396,4)		424,8 <b>71,4</b>
Dividendes sur actions privilégiées .....	1,5	—	2 n]	2,5 <b>4,0</b>
<b>Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires</b> .....	41,5	(396,4)		422,3 <b>67,4</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (nombre en millions)</b> .....	109,4		2 g]	44,3 <b>153,7</b>
<b>Résultat par action ordinaire</b>				
De base .....	<u>\$ 0,38</u>			<u>\$ 0,44</u>
Dilué .....	<u>\$ 0,35</u>			<u>\$ 0,43</u>

*Voir les notes afférentes aux états financiers.*

**FORTIS INC.**  
**NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS**  
**CONSOLIDÉS PRO FORMA**  
(non vérifié)

**1. MODE DE PRÉSENTATION**

Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ci-joints tiennent compte de l'acquisition (l'«acquisition») de la totalité des actions émises et en circulation de Terasen Inc. («Terasen») comme il est décrit dans la déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 13 juin 2007 (la «déclaration d'acquisition d'entreprise»). Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ci-joints ont été dressés par la direction de Fortis Inc. («Fortis» ou la «Société») et sont tirés des états financiers consolidés non vérifiés et vérifiés de Fortis respectivement au 31 mars 2007 et pour le trimestre terminé à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, ainsi que des états financiers non vérifiés et vérifiés de Terasen respectivement au 31 mars 2007 et pour le trimestre terminé à cette date et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006.

Dans le cadre de la réorganisation de ses activités avant la clôture de l'acquisition, Terasen Inc. a été tenue de céder ses actifs de transport de pétrole. Relativement à cette cession, le 16 février 2007, Terasen Inc. a fusionné avec Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc., anciennement une filiale en propriété exclusive de Terasen Inc., et 0731297 BC Ltd., une société de portefeuille anciennement la société mère directe de Terasen Inc., avec la société issue de la fusion poursuivant ses activités sous le nom «Terasen Inc.». C'est la société issue de la fusion qui est représentée dans les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen Inc. au 31 mars 2007 et pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006. Après la fusion, Terasen Inc. continue de détenir les activités de distribution de gaz exploitées par ses filiales.

Par suite de cette fusion, les états financiers consolidés de Terasen Inc. au 31 décembre 2006 et pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005 ne reflètent pas la même entité que les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés au 31 mars 2007 et pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006 relatifs à la société issue de la fusion et ne sont pas directement comparables à ces derniers. L'incidence de la fusion est décrite plus amplement à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de Terasen Inc. à la page C-6 de l'annexe C de la déclaration d'acquisition d'entreprise et à la note 2 o] des présents états financiers pro forma.

Les conventions comptables utilisées pour la préparation de ces états financiers consolidés pro forma non vérifiés sont celles qui sont présentées dans les états financiers vérifiés de la Société. La direction a établi qu'aucun rajustement aux états financiers de Terasen n'est nécessaire pour qu'ils soient conformes aux conventions comptables utilisées par Fortis dans la préparation de ses états financiers consolidés. Certaines conventions comptables appliquées par Terasen sont différentes de celles de Fortis en raison de la réglementation des tarifs liée à un service public de gaz imposée par la British Columbia Utilities Commission («BCUC»).

Comme il est habituel dans des opérations semblables pour des services publics réglementés, le prix d'achat est principalement fondé sur les actifs réglementaires au moment de la clôture. Selon le calcul du prix d'achat comme il est présenté en détails dans la convention d'acquisition datée du 26 février 2007, le prix d'achat net estimatif de Terasen est de 1 295,0 millions de dollars (se reporter à la note 2 a]).

Le bilan consolidé pro forma non vérifié et les états des résultats consolidés pro forma non vérifiés reflètent l'acquisition avec prise d'effet respectivement le 31 mars 2007 et le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Les états financiers consolidés pro forma non vérifiés ne constituent pas nécessairement une indication des résultats qui auraient réellement été atteints si les opérations qui y sont reflétées avaient été finalisées aux dates indiquées ou des résultats qui pourraient être obtenus à l'avenir. Par exemple, la répartition réelle du prix d'achat reflétera la juste valeur, à la date d'acquisition, des actifs acquis et des passifs pris en charge en fonction de l'évaluation de l'acquéreur de ces actifs et passifs par suite de la clôture de l'opération et, par conséquent, la répartition finale du prix d'achat, qui a surtout trait aux actifs incorporels, pourrait différer de manière importante de la répartition provisoire reflétée aux présentes.

Ces états financiers consolidés pro forma non vérifiés doivent être lu avec la description de l'opération figurant dans la déclaration d'acquisition d'entreprise, les états financiers vérifiés et non vérifiés de Terasen, y compris les notes y afférentes, figurant dans la déclaration d'acquisition d'entreprise, et les états financiers consolidés vérifiés et non vérifiés de Fortis, y compris les notes y afférentes.

Les hypothèses sous-jacentes aux rajustements pro forma fournissent une base raisonnable pour la présentation de l'incidence financière importante directement attribuable à l'acquisition. Ces rajustements pro forma sont provisoires et sont fondés sur l'information financière disponible et certaines estimations et hypothèses. Les rajustements réels

apportés aux états financiers consolidés seront tributaires d'un certain nombre de facteurs. Par conséquent, nous sommes d'avis que les rajustements réels différeront des rajustements pro forma, et les écarts pourraient être importants.

## 2. HYPOTHÈSES ET RAJUSTEMENTS PRO FORMA

a] Les présents états financiers consolidés pro forma tiennent compte de la finalisation de l'acquisition, comme si elle avait eu lieu le 31 mars 2007 relativement au bilan consolidé pro forma, et le 1<sup>er</sup> janvier 2006 relativement aux états des résultats consolidés pro forma pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et le trimestre terminé le 31 mars 2007. L'acquisition a été reflétée dans les états financiers consolidés pro forma selon la méthode de l'acquisition.

### Pris d'achat net estimatif

	(en millions de dollars)
Prix d'achat non rajusté.....	1 801,0
Coûts d'acquisition estimatifs (note 2 h)].....	20,0
Prix d'achat net estimatif, avant la dette prise en charge.....	1 821,0
Billets à court terme de Terasen pris en charge (note 2 f)].....	(76,0)
Dette à long terme de Terasen prise en charge (note 2 f)].....	(450,0)
Prix d'achat net estimatif.....	<u>1 295,0</u>

### Besoins de financement nets estimatifs

	(en millions de dollars)
Prix d'achat net estimatif.....	1 295,0
Billets à court terme de Terasen pris en charge (note 2 f)].....	76,0
Dette à long terme de Terasen prise en charge (note 2 f)].....	450,0
Frais d'émission d'actions ordinaires (note 2 g)].....	47,8
Besoins de financement nets estimatifs.....	<u>1 868,8</u>

### Structure de financement prise en charge

	(en millions de dollars)
Billets à court terme de Terasen pris en charge (note 2 f)].....	76,0
Dette à long terme de Terasen prise en charge (note 2 f)].....	450,0
Émission d'actions ordinaires (note 2 g)].....	1 151,2
Capital à long terme additionnel (note 2 n)].....	191,6
	<u>1 868,8</u>

**b) Actif net du secteur de transport de pétrole et répartition du prix d'achat net estimatif**

Le prix d'achat net estimatif a été attribué à la juste valeur de l'actif et du passif nets de Terasen au 31 mars 2007, excluant l'actif et le passif nets du secteur de transport de pétrole qui n'ont pas été acquis, conformément à la méthode de l'acquisition, comme suit :

(en millions de dollars)				
<u>Terasen Inc.</u>	<u>Transport de pétrole</u>	<u>Rajustements à la juste valeur et autres</u>	<u>Total net</u>	
		Note		
<b>Actif acquis :</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	26,4	—	—	26,4
Débiteurs.....	394,4	(16,1)	—	378,3
Charges payées d'avance.....	8,6	(1,5)	—	7,1
Actifs réglementaires.....	35,2	—	—	35,2
Stocks de gaz, matières et fournitures.....	79,7	(3,4)	—	76,3
Actif à court terme disponible à la vente.....	2,1	(2,1)	—	—
<b>Actif à court terme.....</b>	<b>564,4</b>	<b>(23,1)</b>	<b>—</b>	<b>523,3</b>
Charges reportées et autres actifs.....	87,6	(20,6)	2[e]	(3,0)
Actifs réglementaires.....	32,2	—	—	32,2
Impôts futurs.....	—	—	2[f]	8,4
Immobilisations de services publics.....	3 623,6	(858,9)	—	2 764,7
Placements.....	524,5	(524,5)	—	—
Actif à long terme disponible à la vente.....	1 012,1	(1 012,1)	—	—
	<b>5 826,4</b>	<b>(2 439,2)</b>	<b>5,4</b>	<b>3 392,6</b>
<b>Passif pris en charge :</b>				
Emprunts à court terme.....	213,0	—	—	213,0
Créditeurs et charges à payer.....	408,2	(24,9)	2[l]	10,0
Impôts à payer.....	60,4	(13,3)	2[e]	2,0
Passifs réglementaires.....	1,8	—	—	1,8
Versements pour la période au titre de la dette à long terme et les obligations liées aux contrats de location-acquisition.....	287,6	—	—	287,6
Passif à court terme disponible à la vente.....	415,1	415,1	—	—
<b>Passif à court terme.....</b>	<b>1 386,1</b>	<b>(453,3)</b>	<b>12,0</b>	<b>944,8</b>
Crédits reportés et autres passifs.....	214,3	(7,6)	—	206,7
Impôts futurs.....	197,3	(211,8)	—	(14,5)
Dette à long terme et obligations liées aux contrats de location-acquisition.....	1 819,0	—	2[f]	24,0
Dette subordonnée <sup>1)</sup> .....	2 491,3	(2 491,3)	—	—
Passif à long terme disponible à la vente.....	325,9	(325,9)	—	—
	<b>6 433,9</b>	<b>(3 489,9)</b>	<b>36,0</b>	<b>2 980,0</b>
<b>(Passif) actif net à la juste valeur au 31 mars 2007.....</b>	<b>607,5</b>	<b>(1 050,7)</b>	<b>(30,6)</b>	<b>412,6</b>
<b>Prix d'achat net.....</b>				<b>1 295,0</b>
Écart d'acquisition.....				<b>882,4</b>
Écart d'acquisition antérieurement comptabilisé par Terasen.....				<b>1 072,1</b>
<b>Rajustement à l'écart d'acquisition.....</b>				<b>(189,7)</b>

i) Après le 31 mars 2007, le solde de la dette subordonnée de 2 491,3 millions de dollars a été partiellement remboursée. Le montant résiduel a été converti en actions privilégiées qui ont par la suite été acquises par la Société dans le cadre de l'acquisition.

Les activités de distribution de gaz naturel de Terasen sont réglementées selon le coût de service traditionnel. L'établissement des produits et du bénéfice est fondé sur des taux de rendement réglementaires qui sont appliqués aux valeurs historiques et ne change pas en cas de changement de propriété. Par conséquent, pour les activités réglementées, aucun rajustement à la juste valeur de marché n'est comptabilisé dans le cadre du prix d'achat relativement aux actifs et passifs particuliers, y compris les actifs incorporels, qui seront acquis, puisque la totalité des avantages et des obligations économiques qui leurs sont liées et qui excèdent les taux de rendement réglementaires sont remis à la clientèle. La valeur comptable des actifs et des passifs des activités réglementées qui seront acquis a été présentée comme juste valeur aux fins de la répartition du prix d'achat.

**c] Écart d'acquisition**

L'excédent du prix d'achat, y compris les honoraires et les charges estimatives liés à l'acquisition, sur la juste valeur provisoire de l'actif net acquis auprès de Terasen est classé comme écart d'acquisition au bilan consolidé pro forma ci-joint.

**d] Résultats du secteur de transport de pétrole**

L'acquisition de Terasen ne comprend pas le secteur de transport de pétrole et, par conséquent, les résultats de ce secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 ont été exclus, comme suit :

	(en millions de dollars)	
	Exercice terminé le 31 décembre 2006	Trimestre terminé le 31 mars 2007
Produits d'exploitation .....	242,4	39,8
Quote-part du bénéfice .....	24,5	5,5
	266,9	45,3
<b>Charges</b>		
Charges d'exploitation .....	108,9	20,5
Amortissement .....	37,7	5,7
Frais financiers .....	26,8	0,9
Impôts sur les bénéfices des sociétés .....	17,3	3,6
	190,7	30,7
<b>Autres éléments</b>		
Dépréciation de la valeur comptable de l'écart d'acquisition .....	—	441,9
Gain lié aux activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices des sociétés .....	—	(3,3)
	—	438,6

**e] Rajustements à la juste valeur**

Un rajustement de 3,0 millions de dollars visant à réduire les placements dans des activités internationales de consultation à leur juste valeur estimative a été comptabilisé au poste Charges reportées et autres actifs. Un rajustement de 2,0 millions de dollars aux impôts à payer a aussi été comptabilisé relativement aux obligations fiscales éventuelles.

**f] Dette prise en charge**

Terasen a une dette à long terme à payer de 450,0 millions de dollars, en diverses séries avec des dates d'échéance s'échelonnant de 2008 à 2040. Les taux varient entre 5,56 % et 8,0 %, en raison de la juste valeur de marché de la dette excédant la valeur comptable de 24,0 millions de dollars (15,6 millions de dollars, déduction faite des impôts futurs de 8,4 millions de dollars), calculée au 31 mars 2007. Aucun rajustement n'a été apporté à la valeur comptable des titres d'emprunt de Terasen Gas Inc. et de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., en raison de la nature réglementée des tarifs de leurs activités en vertu de laquelle la récupération des coûts liés à ces titres d'emprunt est assujettie à la réglementation de la BCUC.

Terasen a aussi des billets à court terme de 76,0 millions de dollars qui sont pris en charge. Le solde résiduel des billets à court terme, de 137,0 millions de dollars, a trait aux activités réglementées par la BCUC.

**g] Émission d'actions ordinaires**

Pour financer une tranche importante de l'acquisition, la Société émettra un action ordinaire pour chaque reçu de souscription vendu, entraînant l'émission d'environ 44,3 millions d'actions ordinaires dégageant un produit brut estimatif de 1 151,2 millions de dollars, ou un produit net après les frais d'émission d'actions ordinaires de 1 120,1 millions de dollars (frais d'émission d'actions ordinaires de 47,8 millions de dollars moins des impôts futurs de 16,7 millions de dollars). Les reçus de souscription ont été vendus au prix de 26,00 \$ l'action au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007.



#### **h) Coûts d'acquisition**

Il est supposé que les coûts d'acquisition seront d'environ 20,0 millions de dollars, et feront partie du coût du placement. Ces coûts sont principalement liés aux honoraires de convention de placement et juridiques.

#### **i) Impôts sur les bénéfices des sociétés**

Les impôts sur les bénéfices des sociétés applicables aux rajustements pro forma sont imposés aux taux d'imposition moyens de Fortis de 35,0 % et de 35,0 % respectivement pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et le trimestre terminé le 31 mars 2007.

#### **j) Résultat par action ordinaire**

Le calcul du résultat pro forma par action ordinaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 et le trimestre terminé le 31 mars 2007 tient compte de l'émission de 44,3 millions d'actions ordinaires comme si l'émission avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2006.

#### **k) Soldes historique des capitaux propres de Terasen**

Les soldes historiques des actions ordinaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis de Terasen ont été éliminés.

#### **l) Coûts de transition**

Les coûts de restructuration connus estimatifs de 10,0 millions de dollars ont trait à une estimation après impôts des charges liées à un plan de transition. L'évaluation et les mesures relatives à ce plan seront achevées dès que possible.

#### **m) Amortissement du rajustement de la dette à la juste valeur**

Le rajustement de la dette de la juste valeur sera amorti sur la durée de la dette connexe. Se reporter à la note 2 f].

#### **n) Capital à long terme additionnel**

Pour financer une tranche de l'acquisition, la Société a l'intention d'émettre environ 8,0 millions d'actions privilégiées au prix de 25,00 \$ l'action pour un produit brut de 200,0 millions de dollars. Des frais d'émission d'actions privilégiées de 6,8 millions de dollars devraient être engagés, ce qui entraînera un actif d'impôts futurs de 2,4 millions de dollars. Le rendement de l'action estimatif est fixé à 4,9 % par action. Le produit net au comptant de 193,2 millions de dollars sera affecté au financement de la tranche résiduelle de la structure de financement prise en charge, actuellement estimée à 191,6 millions de dollars. Avant la réalisation de l'émission d'actions privilégiées, la Société utilisera ses facilités de crédit existantes pour financer provisoirement la tranche résiduelle de la contrepartie de l'acquisition.

#### **o) Terasen Inc.**

L'état des résultats consolidé de Terasen Inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 a été rajusté pour tenir compte de l'incidence de la réévaluation des comptes relatifs à l'acquisition en raison de la fusion de certaines entités de Terasen. Se reporter à la note 1, «Fusion et retraitement des états financiers de périodes antérieures», à la page C-6 des états financiers consolidés intermédiaires de Terasen pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 figurant à l'annexe C de la déclaration d'acquisition d'entreprise pour plus de renseignements relativement à la nature de la fusion.

Le tableau qui suit présente l'état des résultats consolidé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 comme il a été antérieurement présenté ainsi que les rajustements qui ont découlé de la réévaluation des comptes relatifs à l'acquisition et d'autres éléments à l'acquisition de Terasen Inc. liés aux activités acquises par Fortis pour présenter un état des résultats rajusté après la fusion.

(en millions de dollars)			
Exercice terminé le 31 décembre 2006			
	Tel que présenté	Rajustements découlant de la fusion	Données rajustées
<b>Produits</b>			
Produits d'exploitation.....	2 027,7	i) (1,9)	2 025,8
Quote-part du bénéfice.....	24,5	—	24,5
	<u>2 052,2</u>	<u>(1,9)</u>	<u>2 050,3</u>
<b>Charges</b>			
Coûts d'approvisionnement en énergie.....	1 117,9	—	1 117,9
Charges d'exploitation.....	394,0	i) (8,0)	386,0
Amortissement.....	145,2	ii) (2,1)	143,1
	<u>1 657,1</u>	<u>(10,1)</u>	<u>1 647,0</u>
<b>Bénéfice d'exploitation</b> .....	<u>395,1</u>	<u>8,2</u>	<u>403,3</u>
Frais financiers.....	179,5	iii) 140,3	319,8
Dépréciation de la valeur comptable de l'écart d'acquisition.....	—	iv) 762,3	762,3
	<u>179,5</u>	<u>902,6</u>	<u>1 082,1</u>
<b>Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices des sociétés</b> .....	<u>215,6</u>	<u>(894,4)</u>	<u>(678,8)</u>
Impôts sur les bénéfices des sociétés.....	68,4	v) (59,2)	9,2
<b>Bénéfice (perte) avant activités abandonnées</b> .....	<u>147,2</u>	<u>(835,2)</u>	<u>(688,0)</u>
Perte liée aux activités abandonnées, déduction faite des impôts sur les bénéfices des sociétés.....	(17,5)	vi) 17,5	—
<b>Bénéfice net (perte nette)</b> .....	<u>129,7</u>	<u>(817,7)</u>	<u>(688,0)</u>

- i) Représente la contrepassation d'une radiation survenue lorsque Kinder Morgan Inc. («Kinder Morgan») a acquis Terasen.
- ii) Représente l'amortissement de l'accroissement de la juste valeur attribuée aux immobilisations corporelles.
- iii) Représente l'amortissement de l'accroissement de la juste valeur attribuée à la dette à long terme et aux intérêts sur la dette subordonnée.
- iv) Une dépréciation de l'écart d'acquisition de 762,3 millions de dollars a été comptabilisée au quatrième trimestre de 2006.
- v) Représente principalement les avantages fiscaux liés aux intérêts débiteurs comptabilisés sur la dette subordonnée.
- vi) Représente la contrepassation de la perte du secteur des services d'approvisionnement en eau et des services publics de Terasen laquelle, aux fins comptables, a été éliminée lorsque Kinder Morgan a acquis Terasen.

**ANNEXE E**

**Terasen Inc.  
Rapport de gestion 2006  
Exercice terminé le 31 décembre 2006**

**Le 30 mars 2007**

*Le présent rapport de gestion doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés de la société et les notes y afférentes pour les exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005. Dans ce rapport, les termes « nous », « nos », « notre », « la société » et « Terasen » s'entendent de Terasen Inc. et de ses filiales, coentreprises et sociétés sous influence notable. Terasen Gas s'entend de Terasen Gas Inc.; TGVI, de Terasen Gas (Vancouver Island) Inc.; Trans Mountain, de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.; Corridor, de Terasen Pipelines (Corridor) Inc.; Terasen Pipelines, de Terasen Pipelines Inc.; Express, des réseaux de pipelines Express et Platte. L'entreprise de services d'eau et de services publics s'entend de Terasen Waterworks (Supply) Inc., de Terasen Utility Services Inc. et de la participation de 50 % de Terasen dans Fairbanks Sewer and Water Inc. KMI signifie Kinder Morgan, Inc.*

*Les données financières contenues dans ce rapport de gestion ont été préparées conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Tous les montants sont en dollars canadiens, sauf indication contraire.*

## **À propos de Terasen**

Le 30 novembre 2005, en vertu d'une entente de regroupement datée du 1<sup>er</sup> août 2005, Kinder Morgan, Inc. (« KMI ») a acquis, par l'entremise d'une filiale, la totalité des actions de la société. Le 29 mai 2006, la direction de KMI et certains associés investisseurs ont annoncé une proposition, qui est celle de rendre KMI une société fermée. Le 19 décembre 2006, la proposition a été approuvée par les actionnaires de KMI, et la conclusion de l'opération est prévue pour le deuxième trimestre de 2007, sous réserve de l'autorisation de l'organisme de réglementation de services publics d'un État.

Le 26 février 2007, KMI a annoncé avoir conclu une entente définitive avec Fortis, Inc. visant la vente de Terasen Inc. et de ses principaux actifs de distribution de gaz naturel, y compris ses filiales Terasen Gas et TGVI et d'autres activités, dont l'entreprise de services énergétiques de Terasen. La vente exclut les filiales de services de transport de pétrole et les placements sous le nom de Kinder Morgan Canada. Le coût d'acquisition, chiffré à 3,7 G\$, inclut la prise en charge d'une dette d'environ 2,4 G\$. L'opération devrait être conclue vers le milieu de 2007, pourvu que les conditions habituelles de clôture soient remplies et que les autorisations réglementaires nécessaires soient obtenues.

Le 5 mars 2007, KMI a annoncé avoir signé une entente visant la vente des actions du réseau de pipelines Corridor à Inter Pipeline Fund en contrepartie d'environ 760 M\$, dette comprise. La conclusion de l'opération, prévue pour la mi-2007, dépend de certaines conditions de clôture et de l'autorisation des organismes de réglementation, et l'opération fait l'objet d'un droit de premier refus.

Par suite des deux opérations susmentionnées, Terasen détiendra principalement des actifs de distribution de gaz naturel. Tous les actifs, passifs, produits et charges liés au transport du pétrole seront vendus une fois ces opérations terminées.

### ***Distribution de gaz naturel***

Les entreprises de distribution de gaz naturel de Terasen consistent essentiellement en Terasen Gas et en TGVI, auxquelles s'ajoutent plusieurs petites entreprises de services publics apparentées. Terasen Gas est le plus important distributeur de gaz naturel en Colombie-Britannique, servant plus de 815 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels répartis dans plus d'une centaine d'agglomérations. Les principales zones desservies par Terasen Gas sont la région métropolitaine de Vancouver, la vallée du Fraser ainsi que les régions de Thompson, de l'Okanagan, de Kootenay et du centre nord intérieur de la province. TGVI sert près de 87 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels dans l'île de Vancouver et dans la région côtière appelée Sunshine Coast, tandis que Terasen Gas (Whistler) approvisionne quelque 2 400 clients résidentiels et commerciaux dans la région de Whistler. Terasen Gas et TGVI fournissent des services de transport et de distribution à leurs clients et elles s'approvisionnent en gaz naturel principalement pour le compte de clients des secteurs résidentiel et commercial. Le gaz provient essentiellement du nord-est de la Colombie-Britannique et, par l'intermédiaire du pipeline Southern Crossing de Terasen, de l'Alberta.

### **Transport de pétrole**

Les services de transport de pétrole de Terasen sont assurés par les pipelines Trans Mountain, Corridor, Express et Platte. Ces pipelines sont exploités sous le nom de Kinder Morgan Canada. Le réseau Trans Mountain achemine le pétrole brut et les produits raffinés depuis Edmonton, en Alberta, jusqu'à Burnaby, en Colombie-Britannique, et il transporte le pétrole brut canadien vers plusieurs raffineries situées dans l'État de Washington. Trans Mountain détient également le terminal maritime Westridge, au port de Vancouver, ainsi qu'un pipeline qui transporte le carburéacteur vers les installations de stockage de l'aéroport international de Vancouver. Corridor détient un système de canalisation à double circuit qui transporte le bitume dilué et les diluants entre la mine Muskeg River, située près de Fort McMurray, et l'usine de traitement de Shell, au nord d'Edmonton, en Alberta. Corridor a amorcé ses activités commerciales en mai 2003. De plus, Terasen détient une participation de 33 1/3 % dans le réseau Express (le pipeline Express et le pipeline Platte), qui transporte le pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusque dans la région des Rocheuses américaines, puis jusqu'à Wood River, dans l'Illinois.

### **Autres activités**

Outre la distribution de gaz naturel et le transport de pétrole, qui sont les principales activités de Terasen, celle-ci détient des participations dans plusieurs petites entreprises, notamment une participation de 30 % dans CustomerWorks LP. CustomerWorks offre des services de facturation et des services après-vente à des entreprises de services publics, à des municipalités et à des sociétés de distribution d'énergie au détail. CustomerWorks a externalisé la prestation des services après-vente à une entité détenue et exploitée par Accenture Inc.

En janvier 2006, Terasen a conclu un contrat visant la vente de sa participation dans l'entreprise de services d'eau et de services publics en contrepartie d'environ 132 M\$. La vente s'est réalisée le 19 mai 2006, et le produit en découlant a servi à la réduction de la dette. La vente s'est soldée par une perte de 17,5 M\$ qui a été entièrement comptabilisée.

### **Résultats d'exploitation**

#### **Bénéfice net**

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005
	(en millions de dollars)	
Distribution de gaz naturel		
Terasen Gas	68,4	65,3
TGVI	27,1	25,5
	<u>95,5</u>	<u>90,8</u>
Transport de pétrole		
Trans Mountain	36,8	25,4
Corridor	13,3	13,6
Réseau Express	26,1	25,5
	<u>76,2</u>	<u>64,5</u>
Activités abandonnées	(17,5)	(4,9)
Autres activités	(24,5)	(49,2)
Bénéfice net	<u>129,7</u>	<u>101,2</u>

Le bénéfice net de 2006 s'est accru de 28,5 M\$ en regard de celui de 2005. Les principaux éléments qui ont provoqué l'augmentation du bénéfice net de 2006 par rapport à celui de 2005 sont les suivants :

### **Éléments responsables**

	(en millions de dollars)	
Éléments exceptionnels en 2005, soit essentiellement les frais d'opération engagés par KMI	44,0	\$
Prime en 2005, au remboursement de la dette de Trans Mountain	7,3	
Perte en 2006, à la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics de Terasen	(17,5)	
Charge en 2006, à la modification de la loi fiscale du Québec avec effet rétroactif	(15,2)	
Bénéfice en 2006, tiré du transport de pétrole, grâce surtout à une augmentation de volume	4,4	
	<u>23,0</u>	<u>\$</u>

En 2005, quelques éléments exceptionnels avaient été comptabilisés, dont les coûts d'opération liés à l'acquisition de Terasen par KMI, soit 42,9 M\$, des frais non admis de 3,6 M\$ engagés relativement au projet Inland Pacific Connector, un gain de 2,5 M\$ à la vente de la participation de la société dans Clean Energy, y compris le gain de couverture connexe, et une charge de 7,3 M\$ engagée au titre de la prime versée au remboursement des débentures de série C de Trans Mountain.

Le 19 mai 2006, Terasen a concrétisé la vente de son entreprise de services d'eau et de services publics. Le produit total de 132 M\$ a été utilisé pour réduire la dette. La vente a entraîné une perte comptable de 12,9 M\$, et l'entreprise avait subi une perte d'exploitation de 4,1 M\$ avant la vente.

En 2006, une charge de 15,2 M\$ avait été établie en raison d'un redressement exigé de la part de Revenu Québec pour les années d'imposition 2004 et 2005. Le redressement fait suite à une nouvelle loi fiscale rétroactive, promulguée au Québec en juin 2006 dans le but précis de contrer certaines structures fiscales canadiennes interprovinciales.

Les résultats d'exploitation de l'entreprise de services d'eau et de services publics ont été reclassés dans ceux des activités abandonnées pour les exercices 2006, 2005 et 2004.

### **Principales informations annuelles**

	Exercices terminés les 31 décembre		
	2006	2005	2004
	(en millions de dollars)		
Total des produits <sup>1</sup>	2 027,7 \$	1 952,5 \$	1 798,1 \$
Bénéfice net avant le résultat des activités abandonnées <sup>1</sup>	147,2	106,1	146,5
Bénéfice net <sup>2</sup>	129,7	101,2	149,8
Dividendes versés sur actions ordinaires	-	95,1	86,4
Total de l'actif (retraité) <sup>1</sup>	5 377,8	5 329,9	4 981,8
Dette à long terme <sup>1,3</sup>	2 117,6	2 012,9	2 291,6
Partie à court terme de la dette à long terme	285,9	398,2	416,7

<sup>1</sup> Le total des produits de 2004 et celui de 2005 ont été retraités en raison du reclassement de l'entreprise de services d'eau et de services publics dans les activités abandonnées. Le bénéfice net avant le résultat des activités abandonnées et la dette à long terme pour 2004 ont été retraités en raison du reclassement des titres de participation de la société dans la dette à long terme, étant virés des capitaux propres, et du reclassement des frais de financement et des impôts sur les bénéfices respectifs. Le total de l'actif pour 2005 et celui de 2004 ont été retraités pour rendre compte du reclassement des montants entre les autres actifs et les autres passifs à long terme et les crédits reportés.

<sup>2</sup> Puisque Terasen est une filiale en propriété exclusive de KMI, aucune information sur le résultat par action n'est présentée.

<sup>3</sup> Compte non tenu de la partie à court terme de la dette à long terme.

L'augmentation du total des produits s'explique surtout par la hausse du prix du gaz naturel, notamment en 2005, hausse qui se répercute sur les tarifs réclamés aux clients. Le bénéfice net, une fois ajusté en fonction des coûts d'opération engagés par KMI et des frais de rachat des débentures de série C de Trans Mountain de 2005, connaît une croissance depuis 2004, grâce surtout à une forte et constante hausse du bénéfice dégagé sur le transport de pétrole. Cette croissance du bénéfice résulte principalement de l'expansion du réseau Express en avril 2005 et de l'augmentation du débit du réseau Trans Mountain. La hausse du total de l'actif de 2004 à 2005 reflète à la fois les dépenses en immobilisations effectuées et l'accroissement des stocks de gaz naturel et des comptes débiteurs par suite de la montée du prix du gaz naturel. L'augmentation des actifs en 2006 a été partiellement contrebalancée par la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics.

## Résultats par secteur d'exploitation

### *Distribution de gaz naturel*

	Exercices terminés les 31 décembre	
	2006	2005
	(en millions de dollars)	
Produits tirés de la distribution de gaz naturel	1 741,1 \$	1 678,0 \$
Bénéfice net tiré de la distribution de gaz naturel	95,5	90,8

De 2005 à 2006, les produits tirés de la distribution de gaz naturel ont surtout augmenté en raison de la montée du prix du gaz naturel, laquelle se répercute sur les tarifs réclamés aux clients. Le coût du gaz naturel a grimpé d'un montant correspondant.

Le bénéfice tiré de la distribution de gaz naturel est passé de 90,8 M\$ pour 2005 à 95,5 M\$ pour 2006 surtout en raison de l'excellent rendement d'exploitation de Terasen Gas et de TGVI et de l'accroissement du ratio emprunts/capitaux propres dans la base tarifaire, ces facteurs étant contrebalancés par une baisse du rendement des capitaux propres autorisé pour Terasen Gas et TGVI et la comptabilisation d'une charge en raison de la loi fiscale rétroactive dont il sera question ci-après.

### *Terasen Gas*

Le bénéfice de Terasen Gas a affiché une légère hausse, passant de 65,3 M\$ à 68,4 M\$. Une charge de 11,5 M\$ faisant suite à un redressement de la part de Revenu Québec pour les années d'imposition 2004 et 2005 a été imputée aux résultats de 2006. Le redressement résulte d'une nouvelle loi fiscale rétroactive, promulguée au Québec en juin 2006 dans le but précis de contrer certaines structures fiscales canadiennes interprovinciales. La charge a été compensée par un excellent rendement d'exploitation ainsi que par une hausse des produits tirés du transport, une augmentation de la base tarifaire et une diminution des frais de financement en raison d'une hausse de la composante capitaux propres réputée permise par la British Columbia Utilities Commission (« BCUC »).

Terasen Gas a enregistré une augmentation nette de 10 289 clients en 2006, en baisse par rapport aux 12 613 nouveaux clients obtenus en 2005. Même si les mises en chantier ont encore connu une forte poussée en Colombie-Britannique au cours de 2006, des conditions hivernales défavorables ont ralenti les travaux sur les chantiers dans la dernière partie de l'exercice. De plus, l'augmentation des maisons plurifamiliales a eu une incidence sur l'augmentation nette de la clientèle, car l'utilisation du gaz naturel est moins courante dans ce type de logement. Les ventes industrielles et le volume de transport de Terasen Gas ont respectivement diminué de 501 terajoules et de 1 662 terajoules par rapport à ceux de 2005. Le volume des ventes industrielles a baissé, car celles-ci ont été remplacées par les ventes commerciales et les services de transport. Le recul de 1 662 terajoules du volume de transport est attribuable à la fermeture définitive de l'usine de pâtes de Domtar vers le milieu de 2006 (500 TJ), à une grève en 2006 dans une serre de la vallée du Fraser (150 TJ), à la fermeture d'une scierie à l'intérieur de la province (150 TJ) et, quant au reste du recul, à une baisse générale de la consommation du secteur forestier du fait d'un ralentissement dans les mises en chantier aux États-Unis et du remplacement du carburant par le bois dans le secteur des serres. Terasen Gas dégage environ la même marge qu'il s'agisse d'un contrat de transport ou d'un contrat de vente.

### *Réglementation*

Les tarifs de Terasen Gas sont fondés sur l'estimation d'un certain nombre de facteurs, comme les ventes de gaz naturel, le coût du gaz naturel et les taux d'intérêt. Dans le but de gérer les risques liés à quelques-unes de ces estimations, un certain nombre de comptes de report réglementaires a été mis en place.

Deux mécanismes visant à mieux gérer les variations imprévues du volume des ventes, occasionnées par la température notamment, ont été mis en place précisément pour Terasen Gas. Le premier, appelé initialement le compte de rapprochement du coût du gaz (le CRCG), a trait au recouvrement de tous les coûts du gaz grâce à un compte de report qui saisit tous les écarts (surplus et déficit) par rapport aux prévisions. Les soldes sont remboursés aux clients ou recouverts auprès de ceux-ci au moyen d'une demande à la BCUC. La création du CRCG a été approuvée initialement par la BCUC en octobre 1993. À compter d'avril 2004, le CRCG a été scindé en deux nouveaux comptes de report, soit le compte de rapprochement du coût des marchandises (CRCM) et le compte de rapprochement du coût des activités médianes (CRCAM). Le CRCM et le CRCAM ont été créés pour favoriser le dégroupement des services publics, et le mécanisme de remboursement-recouvrement fonctionne essentiellement comme le CRCG. Le deuxième mécanisme vise à stabiliser les produits tirés des clients résidentiels et commerciaux, au moyen d'un compte de report qui saisit les écarts entre les prévisions et la consommation réelle par les clients au cours de l'année. Ce mécanisme est appelé le mécanisme de rajustement pour la stabilisation des produits (MRSP).

Le MRSP ainsi que le CRCM et le CRCAM réduisent l'exposition du bénéfice de Terasen à des risques en reportant tout écart entre la consommation et le coût projetés du gaz et la consommation et le coût réels, ainsi qu'en remboursant ou en recouvrant ces écarts au moyen des tarifs au cours de périodes ultérieures. Les écarts entre l'utilisation faite par les clients des services de transport et les ventes aux clients industriels et à gros volume ne sont pas couverts par ces comptes de report, étant donné que l'utilisation par ces clients est plus prévisible et moins susceptible d'être touchée par les conditions climatiques.

En 2006, le solde net du MRSP, du CRCM et du CRCAM s'est accru pour correspondre à une créance de 142,8 M\$, contre une dette de 9,0 M\$ en 2005. Afin de recouvrer rapidement tout solde du CRCM et du CRCAM, Terasen Gas prépare des calculs trimestriels, qu'elle soumet à la BCUC, pour déterminer si un rajustement des tarifs facturés aux clients est nécessaire compte tenu du prix du gaz naturel. En outre, les couvertures inefficaces, qui étaient hors du cours au 31 décembre 2006, comptent pour 156,0 M\$ de cette variation. Les rajustements tarifaires ne tiennent pas compte de l'effet temporel des ajustements apportés à l'évaluation des dérivés dans le bilan, mais ils reflètent plutôt le coût à terme prévisionnel du gaz sur la période de recouvrement.

Des comptes de report de taux d'intérêt à court et à long terme ont également été mis en place dans le but d'absorber les fluctuations des taux d'intérêt. Les comptes de report de taux d'intérêt qui ont été en place en 2006 ont permis de fixer les intérêts débiteurs sur les fonds à court terme attribuables aux actifs réglementés de Terasen à 4,00 % en 2005 et en 2006. Pour 2007, le taux d'intérêt à court terme fixe réel a été établi à 4,75 %. Tout écart par rapport à ce taux pendant l'exercice est constaté dans les comptes de report.

#### ***Rendement des capitaux propres (« RCP ») autorisé et structure du capital***

Le RCP autorisé de Terasen Gas est établi sur une base annuelle selon une formule qui applique une prime de risque au rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada. Pour 2006, l'application de cette formule a donné un RCP autorisé de 8,80 % pour Terasen Gas, contre 9,03 % en 2005. En juin 2005, Terasen Gas et TGVI ont présenté une demande à la BCUC afin d'accroître chacune leur composante capitaux propres réputée pour les faire passer de 33 % à 38 % et de 35 % à 40 %, respectivement. Leur demande visait aussi une augmentation du RCP autorisé par rapport au niveau qui aurait été obtenu à partir de la formule d'origine, qui aurait été de 8,29 % pour Terasen Gas et de 8,79 % pour TGVI pour l'année 2006.

Le 2 mars 2006, la BCUC a rendu sa décision relativement à cette demande, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2006. La formule générique du RCP, applicable à une entreprise de services publics de référence en Colombie-Britannique, a été modifiée, de sorte qu'elle soit recalculée tous les ans en fonction d'un rendement prévisionnel des obligations du gouvernement du Canada à 30 ans, auquel s'ajoutera une prime de risque, le rendement prévisionnel de référence étant fixé à 5,25 % et la prime de risque de référence, à 3,90 %. La prime de risque sera ajustée tous les ans à raison de 75 % de l'écart entre le taux de rendement de référence de 5,25 % et le taux de rendement prévisionnel des obligations du gouvernement du Canada à 30 ans. Ce changement a fait augmenter le RCP autorisé de Terasen Gas, qui passe de 8,29 % à 8,80 %, et celui de TGVI, qui passe de 8,79 % à 9,50 %, pour 2006. La décision a aussi entraîné l'accroissement des composantes capitaux propres réputées de Terasen Gas et de TGVI, qui s'établissent respectivement à 35 % et à 40 %. Pour 2007, le RCP autorisé pour Terasen Gas a été fixé à 8,37 %.

#### ***Programme de tarification fondée sur le rendement (« PTR ») 2004-2007***

En juillet 2003, Terasen Gas a obtenu de la BCUC l'approbation d'un règlement négocié du PTR 2004-2007. Le règlement du PTR établit un processus de calcul des coûts de livraison de Terasen Gas ainsi que des mécanismes incitatifs visant à accroître l'efficacité de l'exploitation. L'entente quadriennale encourage Terasen Gas, au moyen d'incitatifs, à rehausser l'efficacité de ses activités en partageant avec ses clients les bénéfices qui en découlent. L'entente porte sur dix mesures de la qualité des services, élaborées dans le but de permettre à Terasen Gas de maintenir la qualité de ses services. De plus, l'entente énonce les exigences d'un examen annuel qui servira de cadre à une discussion, entre Terasen Gas et les parties intéressées, sur le rendement actuel de Terasen Gas et ses activités futures.

Les charges d'exploitation et frais d'entretien ainsi que les dépenses en immobilisations de base sont calculés selon une formule incitative reflétant l'augmentation des frais provoquée par la croissance de la clientèle et l'inflation, déduction faite d'un facteur d'ajustement fondé sur 50 % du taux d'inflation des deux premières années du PTR et sur 66 % du taux d'inflation des deux dernières années. Les dépenses en immobilisations de base sont fonction du nombre de clients et de la croissance projetée de la clientèle. Le règlement du PTR prévoit, à compter de 2004, un mécanisme de répartition égale, entre les clients et les actionnaires, de l'excédent ou de l'insuffisance du bénéfice par rapport au RCP autorisé.

En janvier 2007, Terasen Gas Inc. a demandé une prorogation de l'entente de règlement du PTR 2004-2007. Après un très long processus de consultation entre les parties intéressées, Terasen Gas Inc. a demandé que le PTR 2004-2007 actuel soit



prorogé de deux ans. La demande recherche une autorisation en vertu de laquelle l'entente de règlement actuelle sera prolongée pour la période 2008-2009. Le 23 mars 2007, la BCUC a approuvé la demande telle quelle.

#### ***Fusion avec Terasen Gas (Squamish) Inc.***

Le 2 novembre 2006, le gouvernement de la Colombie-Britannique a autorisé la fusion entre Terasen Gas (Squamish) Inc. (« TGS ») et Terasen Gas Inc. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2007, les tarifs du gaz naturel de TGS ont été alignés sur ceux de Terasen Gas Inc. L'intégration de TGS par Terasen Gas Inc. a donné lieu à des modifications dans la surveillance réglementaire. Dorénavant, la société fusionnée ne relèvera que de la BCUC, alors qu'auparavant, TGS était réglementée en vertu de contrats signés avec la province et la BCUC.

#### ***Dégrouperment des services***

Au cours des dernières années, Terasen Gas Inc., la BCUC et quelques parties intéressées ont préparé le terrain en vue du dégroupement des services liés au gaz naturel. Le 1<sup>er</sup> novembre 2004, les clients commerciaux de Terasen Gas Inc. ont été autorisés à acheter leur gaz naturel directement à des tiers fournisseurs. Terasen Gas Inc. continue toutefois à assurer la livraison du gaz naturel. Près de 79 000 clients commerciaux sont admissibles au programme de dégroupement des services. Au 31 décembre 2006, 18 700 clients avaient choisi de participer à ce programme.

En 2006, la BCUC a accepté d'offrir le choix d'approvisionnement en gaz naturel aux clients résidentiels. La commission a convenu de libéraliser une partie du marché du gaz naturel dans le secteur résidentiel de la province, en accordant l'autorisation aux particuliers de signer, à compter de mai 2007, des contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme et à prix fixe avec d'autres sociétés que Terasen Gas Inc. Les consommateurs ont le choix de rester avec Terasen Gas Inc. ou de changer de fournisseur, auquel cas ils commenceront à s'approvisionner auprès du nouveau fournisseur, au tarif de ce dernier, en novembre 2007. Terasen Gas Inc. fournira encore des services de livraison aux clients qui ont opté pour un dégroupement des services, et les marges sur les services de livraison ne devraient pas être touchées par la migration des clients résidentiels vers d'autres fournisseurs.

#### ***Opérations de cession-bail avec des municipalités***

La société a conclu des contrats de cession-bail qui lui permettent de continuer à exploiter les actifs de distribution de gaz après avoir vendu ces actifs à des municipalités et les avoir repris à bail auprès de ces dernières pour 17 ans. Au terme de cette période, Terasen Gas a la possibilité de racheter les actifs à la valeur comptable nette. Au 31 décembre 2006, Terasen Gas avait conclu des contrats d'une valeur totale de 153 M\$. En outre, les municipalités ayant signé de tels contrats peuvent tous les ans acquérir, au coût, d'autres actifs situés sur leur territoire, selon les mêmes conditions de rachat à la fin de la période initiale de 17 ans de la cession-bail.

#### ***TGVI***

Le bénéfice de TGVI pour 2006 est demeuré relativement stable, enregistrant même une légère hausse par rapport à celui de 2005, passant de 25,5 M\$ à 27,1 M\$. La hausse est avant tout attribuable à un accroissement de la composante capitaux propres réputée que la BCUC a autorisé en 2006.

L'augmentation nette de la clientèle de TGVI pour 2006 correspond à 4 080 nouveaux clients, soit un léger fléchissement par rapport aux 4 354 nouveaux clients de 2005. Le nombre de nouveaux clients a quelque peu régressé en 2006 en raison d'une majoration du coût du service que TGVI a commencé à réclamer en 2006 suivant les directives de la BCUC.

### **Réglementation**

TGVI est aussi régie par la BCUC. En 1995, un accord avait été conclu entre TGVI, la province de la Colombie-Britannique (la « province ») et le gouvernement du Canada, lequel accord comporte une directive spéciale émanant de la BCUC. L'accord, qui n'expire pas avant décembre 2011, comprend les dispositions suivantes.

- TGVI reçoit de la province, au profit de ses clients, un paiement annuel jusqu'en 2011 établi en fonction du prix du gaz naturel à la tête du puits en vigueur en Colombie-Britannique. Ce paiement s'est chiffré à 36,3 M\$ en 2006, contre 46,7 M\$ en 2005.
- L'insuffisance cumulée des produits, qui découle du fait que les produits étaient inférieurs au coût de la prestation des services avant 2003, a été constatée dans un compte de report de l'insuffisance des produits (« CRIP »). Lorsque Terasen avait fait l'acquisition de TGVI, elle avait payé 61 M\$ pour le CRIP, dont le solde s'élevait alors à 85 M\$. Le solde cumulé du CRIP comptabilisé dans les états financiers consolidés de Terasen s'établissait à 30,9 M\$ au 31 décembre 2006, ce qui correspondait, pour TGVI, à un solde de 41,4 M\$ aux fins de la réglementation, en baisse de 4,3 M\$ par rapport au solde du 31 décembre 2005. Terasen s'est engagée à combler l'insuffisance des produits en achetant des actions privilégiées ou des titres de créance subordonnés émis par TGVI. La BCUC avait eu pour directive de fixer des tarifs, en vigueur à compter de 2003, qui permettraient d'amortir le solde du CRIP sur la période la plus courte possible, compte tenu de la position concurrentielle de TGVI relativement aux autres sources d'énergie et de la nécessité d'avoir des tarifs raisonnables. L'incidence de l'escompte du CRIP sur les résultats est expliquée à la rubrique « Résultats par secteur d'exploitation – Distribution de gaz naturel ».
- Tout écart entre le RCP réalisé au cours d'un exercice donné et le RCP autorisé (autre que les écarts découlant des charges d'exploitation et frais d'entretien) est reporté et inscrit dans le CRIP. Le CRIP accumulé par TGVI est financé par la société. Le recouvrement de l'insuffisance des produits au moyen des tarifs facturés aux clients est soumis à l'approbation des organismes de réglementation et il doit être fait de manière que les services offerts par TGVI en matière d'énergie demeurent concurrentiels par rapport aux autres services liés à l'énergie. Par conséquent, la plupart des risques liés aux résultats financiers annuels de TGVI (sauf les charges d'exploitation) sont, sous réserve de l'approbation de la BCUC, transférés aux clients par l'intermédiaire du CRIP. La société a commencé à recouvrer les produits insuffisants en 2003.

TGVI a renouvelé son entente de règlement prévu par la réglementation vers la fin de 2005 pour une période de deux ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006. L'entente prévoit le maintien des mécanismes d'encouragement existants qui s'appliquent aux charges d'exploitation et frais d'entretien. Le RCP autorisé de TGVI est de 9,50 % pour 2006, contre 9,53 % pour 2005. En raison d'une diminution du taux de rendement prévisionnel des obligations du gouvernement du Canada à 30 ans, le RCP de TGVI a été fixé à 9,07 % pour 2007, et le ratio réputé des capitaux propres aux capitaux permanents de TGVI, à 40 % pour 2007.

Pour assurer un recouvrement rapide du CRIP, la BCUC a approuvé un mécanisme de tarification pour TGVI aux termes duquel les tarifs sont fixés à un niveau supérieur au coût de la prestation du service par TGVI, mais qui est en réalité plafonné en raison du tarif des autres formes d'énergie (électricité ou mazout) en concurrence avec le gaz naturel. Pour cette raison, l'amortissement du CRIP a été important en 2005 et en 2006. Toutefois, le recouvrement du CRIP est sensible au prix relatif du gaz naturel et de l'électricité dans la zone desservie par TGVI, ainsi qu'à la marge réalisée sur les contrats de transport fermes de TGVI décrits ci-après. Il n'est pas certain que TGVI pourra pratiquer un tarif qui soit suffisant pour recouvrer entièrement le CRIP avant l'expiration des paiements de redevance à la province à la fin de 2011.

TGVI a demandé une prorogation de son entente de règlement qui vient à échéance à la fin de 2007. Après un très long processus de consultation entre les parties intéressées, TGVI a demandé que l'entente de règlement négocié 2006-2007 existante soit prorogée de deux ans. La BCUC a décidé d'examiner la demande au moyen d'une instruction publique écrite, de février à mars, et elle devrait rendre sa décision en avril 2007.

### **Accords contractuels**

En 2005, les contrats de transport fermes que TGVI a conclus avec la Vancouver Island Gas Joint Venture ont été renouvelés. Les nouveaux contrats expirent en 2012, et le volume ferme prévu aux contrats s'établit à 12,5 TJ par jour pour 2006, jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2007, et à 9,1 TJ par jour à partir d'avril 2007 jusqu'en 2012, inclusivement, soit une baisse par rapport aux 20 TJ par jour en 2005.

TGVI a aussi signé un contrat de transport ferme avec BC Hydro afin de répondre aux besoins de BC Hydro en gaz pour l'alimentation d'une centrale de cogénération à Elk Falls (Colombie-Britannique). Le contrat, pour un approvisionnement de 45 TJ par jour, expire le 31 décembre 2007. BC Hydro a le choix de proroger le contrat d'une année. BC Hydro a indiqué qu'elle envisage la possibilité de convertir la centrale d'Elk Falls, qui est une centrale de base, en une centrale dont la production sera fonction de la demande. Par conséquent, rien ne garantit que le contrat de transport ferme avec BC Hydro sera renouvelé après 2007.

Le 16 février 2005, la BCUC a donné son aval au projet d'installation d'une usine de stockage de gaz naturel liquéfié (« GNL »), sous réserve de plusieurs conditions, dont la signature d'un contrat de service de transport à long terme avec BC Hydro, compte tenu des besoins exprimés en termes de demande de capacité de production dans le cadre du projet Duke Point Power. Le 17 juin 2005, BC Hydro a annoncé son intention d'abandonner le projet Duke Point Power sur l'Île de Vancouver en raison d'une procédure d'appel continue. Par conséquent, le calendrier prévu pour la construction de l'usine de stockage de TGVI a été retardé, et dans l'attente d'une réévaluation, ce calendrier devra obtenir l'autorisation de la BCUC pour tenir la route.

### **Transport de pétrole**

	<b>Exercices terminés les 31 décembre</b>	
	<b>2006</b>	<b>2005</b>
	<b>(en millions de dollars)</b>	
Produits tirés du transport de pétrole	242,4 \$	227,8 \$
Bénéfice net tiré du transport de pétrole	76,2	64,5

Les produits tirés du transport de pétrole pour 2006 ont grimpé de 14,6 M\$ par rapport à ceux de 2005, grâce à l'accroissement des produits dégagés du réseau Corridor et du réseau Trans Mountain. Les produits tirés du réseau Corridor ont été supérieurs en 2006 en raison d'une augmentation des besoins en revenu annuel, tandis que les produits tirés du réseau Trans Mountain se sont accrus par suite de la hausse du débit dans les tronçons canadien et américain de la canalisation principale.

Le bénéfice tiré du transport de pétrole a affiché une hausse, passant de 64,5 M\$ pour 2005 à 76,2 M\$ pour 2006, principalement en raison de la croissance des produits tirés du réseau Trans Mountain et de la hausse du bénéfice dégagé par le réseau Express (qui s'explique par les retombées du projet d'expansion du réseau Express sur tout l'exercice), ces facteurs étant partiellement annulés par une diminution du rendement des capitaux propres pour le réseau Corridor. Le bénéfice de 2005 a aussi été touché par une charge après impôts de 7,3 M\$ attribuable au rachat des débetures de série C de Trans Mountain.

### **Volume de transport**

	<b>Exercices terminés les 31 décembre</b>	
	<b>2006</b>	<b>2005</b>
	<b>(barils par jour)</b>	
Tronçon canadien de la canalisation principale Trans Mountain	229 300 \$	220 900 \$
Tronçon américain de la canalisation principale Trans Mountain	93 000	74 600
Réseau Express	231 200	213 000

*Le débit réel du pipeline Corridor n'a aucune incidence sur le bénéfice, car la totalité de la capacité de ce pipeline est sous contrat aux termes d'ententes d'expédition à prix fixe.*

Au cours du premier trimestre de 2005, le débit du réseau Trans Mountain avait diminué en raison de l'arrêt provisoire de la production à partir des sables bitumineux de l'Alberta et des révisions entreprises dans les raffineries branchées au réseau Trans Mountain. Ces problèmes avaient nui à la fois au tronçon canadien et au tronçon américain de la canalisation principale. Le volume était revenu à un niveau plus normal pour le reste de 2005.

Le débit du réseau Express s'est accru en 2006, grâce à l'expansion du réseau, dont le projet s'est achevé en avril 2005.

### **Trans Mountain**

Le bénéfice de Trans Mountain a grimpé, passant de 25,4 M\$ pour 2005 à 36,8 M\$ pour 2006, principalement en raison des frais liés au rachat des débetures de série C de Trans Mountain en 2005 et de la baisse du débit du réseau Trans Mountain au premier trimestre de 2005.

### **Réglementation**

L'Office national de l'énergie (l'« ONE ») réglemente le tronçon canadien du réseau de pipelines de Trans Mountain servant au transport du pétrole brut et des produits raffinés. L'ONE autorise la construction de pipelines et établit les droits de transport et les conditions de service.

En novembre 2000, Trans Mountain et les représentants des expéditeurs ont conclu un règlement négocié afin de déterminer les droits de transport de Trans Mountain pour la période 2001-2005. Le 22 mars 2001, le règlement relatif aux droits incitatifs (« RTI ») a été approuvé par l'ONE, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2001.

Le RTI 2001-2005 établit les droits de base relatifs au tronçon canadien de la canalisation principale Trans Mountain pour la durée du règlement, à la condition que le volume transporté se situe dans la fourchette de 179 000 à 201 000 barils par jour. Les droits de base sont déterminés en fonction d'un volume de quelque 189 000 barils par jour. Tout manque à gagner découlant d'un volume de transport annuel inférieur à 179 000 barils par jour est recouvré auprès des expéditeurs. Les produits supplémentaires, si le volume annuel dépasse 201 000 barils par jour, sont partagés également entre Trans Mountain et les expéditeurs. Les droits de base n'augmentent pas en fonction de l'inflation, sauf si le taux d'inflation dépasse 3,5 % au Canada. Trans Mountain peut profiter de la totalité des économies réalisées grâce à des mesures d'accroissement de la productivité et à l'efficacité de l'exploitation.

En novembre 2004, Trans Mountain a entamé des pourparlers avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») et les principaux expéditeurs pour un nouveau RTI qui entrerait en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et se terminerait le 31 décembre 2010 (le « RTI 2006 »). En janvier 2006, Trans Mountain est parvenue à une entente de principe qui s'est réduite à un protocole d'entente relatif au RTI 2006. En octobre 2006, un accord définitif a été conclu avec l'ACPP, et l'ONE a donné son aval en novembre 2006. Le RTI 2006 apporte le soutien commercial pour la première phase si importante de l'expansion du réseau Trans Mountain, qui fera passer la capacité à 300 000 barils par jour. Le projet inclut l'expansion des stations de pompage du réseau Trans Mountain qui permettra d'en accroître la capacité, qui passera de 225 000 barils par jour à 260 000 barils par jour avant avril 2007, et l'expansion du projet de doublement d'ancrage qui apportera une capacité additionnelle de 40 000 barils par jour à la côte ouest de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington avant la fin de 2008. Ces projets représentent des dépenses en immobilisations d'environ 638 M\$ CA et traduisent la volonté de Kinder Morgan Canada d'accroître progressivement la capacité des pipelines depuis l'Alberta jusqu'aux marchés desservis dans le reste du Canada, aux États-Unis et à l'étranger.

Les droits facturés à l'égard du tronçon américain du pipeline Trans Mountain dans l'État de Washington relèvent de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Cette dernière n'intervient que si une plainte a été déposée. Aucune plainte n'a été déposée en 2006.

### **Projet d'expansion des stations de pompage du réseau Trans Mountain**

Le 10 novembre 2005, l'ONE a autorisé Kinder Morgan Canada à augmenter la capacité du réseau Trans Mountain pour la faire passer de 225 000 à 260 000 barils par jour. Le projet d'expansion de 195 M\$ vise à accroître la capacité du réseau de 35 000 barils de pétrole brut lourd par jour, une fois que de nouvelles stations de pompage seront construites et que des stations existantes seront modernisées tout le long du réseau de pipelines qui s'étend d'Edmonton (Alberta) à Burnaby (Colombie-Britannique). Les travaux de construction ont débuté à l'été 2006, et les installations devraient être mises en service en avril 2007.

### ***Projet de doublement d'ancrage Trans Mountain***

Le 15 novembre 2005, Kinder Morgan Canada a soumis un rapport environnemental détaillé à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, et le 17 février 2006, elle a présenté une demande auprès de l'ONE, en soumettant à celle-ci un rapport complet, relativement au projet de doublement d'ancrage. Le projet, évalué à 443 M\$, comporte le doublage d'une section, longue de 158 kilomètres, du réseau pipelinier Trans Mountain existant entre Hinton (Alberta) et Jackman (Colombie-Britannique), et y intègre trois nouvelles stations de pompage. Lorsque le projet de doublement d'ancrage sera achevé, la capacité du réseau Trans Mountain passera de 260 000 à 300 000 barils par jour, fin 2008 au plus tard. Une audience publique relativement au projet a été tenue dans la semaine du 8 août 2006. Le 26 octobre 2006, l'ONE a rendu une décision favorable au projet, et les travaux de construction devraient commencer mi-2007.

En tenant compte des prévisions de la direction quant à la demande de services de transport pétrolier vers la côte ouest de la Colombie-Britannique et des commentaires des expéditeurs, Kinder Morgan Canada a décidé de ne pas signer de contrats à long terme avec les expéditeurs relativement au projet d'expansion des stations de pompage et au projet de doublement d'ancrage. Par conséquent, rien ne peut garantir que les livraisons effectuées dans le réseau Trans Mountain seront suffisantes pour permettre le recouvrement adéquat de la totalité des dépenses en immobilisations consacrées à ces deux projets. Toutefois, les dispositions du RTI 2006-2010 permettront de réduire le risque financier que Trans Mountain court dans l'éventualité d'une insuffisance de débit durant cette période.

Le 2 mai 2006, Kinder Morgan Canada a annoncé l'ouverture d'une période d'appel d'offres ayant force exécutoire pour la deuxième phase majeure de l'expansion du réseau pipelinier Trans Mountain sur la côte ouest. Connu sous le nom de TMX-2, ce projet augmentera la capacité du réseau Trans Mountain de 100 000 barils par jour, ce qui portera la capacité totale à environ 400 000 barils par jour. La période, ouverte le 2 mai 2006, a pris fin le 17 juillet 2006, les offres de service étant insuffisantes pour le projet d'expansion. Des pourparlers sont en cours avec les expéditeurs, et nous sommes confiants que ces derniers appuieront le projet. Le projet TMX-2 fait partie d'un projet d'expansion à plusieurs étapes qui vise à mettre en réseau la production pétrolière en croissance dans l'Ouest canadien à destination de la côte ouest et des marchés extracôtiers. Le projet comporte deux doublements de pipeline : i) une canalisation de 252 kilomètres, d'un diamètre de 36 pouces, en Alberta, reliant Edmonton et Edson, et ii) une canalisation de 243 kilomètres, d'un diamètre de 30 à 36 pouces, en Colombie-Britannique, allant de Rearguard à Darfield, au nord de Kamloops. Les doublements envisagés longeront normalement le pipeline Trans Mountain existant dont le diamètre est de 24 pouces. Le projet TMX-2 nécessitera de nouvelles stations de pompage et de nouvelles installations de stockage.

### ***Corridor***

Le bénéfice dégagé par le réseau Corridor s'est élevé à 13,3 M\$ pour 2006, contre 13,6 M\$ pour 2005. Cette baisse découle de la diminution du RCP autorisé par suite du recul du rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme en 2006 en regard de celui de 2005. En vertu du contrat de service ferme conclu entre Corridor et les expéditeurs, les droits de transport par pipeline sont établis selon des mécanismes classiques fondés sur le coût du service. Aux termes de ce contrat de 25 ans, le RCP est lié au rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada. Shell Canada Limitée, Chevron Canada Limited et Western Oil Sands L.P. ont conclu des contrats d'expédition à prix fixe de longue durée aux termes desquels elles ont réservé respectivement 60 %, 20 % et 20 % de la capacité disponible du pipeline Corridor.

### ***Expansion du réseau pipelinier Corridor***

Nous avons commencé certaines activités d'ingénierie, de consultation et d'approvisionnement ainsi que des activités environnementales relativement au projet d'expansion du réseau pipelinier Corridor, qui a reçu l'autorisation nécessaire ainsi que l'appui des expéditeurs et qui bénéficie d'un contrat de service ferme. Le projet d'expansion, évalué à 1,8 G\$, comprend la construction d'un nouveau pipeline de diluent/bitume d'un diamètre de 42 pouces, d'un nouveau pipeline de produits énergétiques de 20 pouces de diamètre, d'installations de stockage et la mise à niveau des stations de pompage existantes le long du réseau pipelinier actuel qui s'étend de la mine Muskeg River, au nord de Fort McMurray, jusque dans la région d'Edmonton. L'expansion du réseau pipelinier de Corridor ajoutera une capacité initiale de 180 000 barils par jour de diluent/bitume pour répondre aux besoins de la nouvelle production de bitume à partir de la mine Muskeg River. Une partie du projet d'expansion du réseau a été achevée en 2006, faisant passer la capacité de diluent/bitume à 278 000 barils par jour, les stations de pompage existantes ayant été mises à niveau. En 2009, la capacité du réseau de Corridor devrait atteindre environ 460 000 barils de diluent/bitume par jour. Le 22 décembre 2005, la demande pour le projet d'expansion du réseau pipelinier Corridor avait été présentée à l'Alberta Energy and Utilities Board et à Alberta Environment, et l'autorisation a été obtenue en août 2006. Les travaux de construction ont débuté en novembre 2006, les expéditeurs ayant reçu l'autorisation du projet d'expansion de la mine Muskeg River.

Comme il a déjà été mentionné au début de ce rapport de gestion, Kinder Morgan, Inc. a signé, le 5 mars 2007, un contrat visant la vente des actions du réseau pipelinier Corridor à Inter Pipeline Fund en contrepartie d'environ 760 M\$, dette

comprise. La conclusion de l'opération, prévue pour mi-2007, dépend de certaines conditions de clôture et de l'autorisation des organismes de réglementation, et l'opération est assujettie à un droit de premier refus.

### ***Réseau Express***

Le bénéfice tiré du réseau Express pour 2006 s'est établi à 26,1 M\$, contre 25,5 M\$ pour 2005. En avril 2005, ce réseau a fait l'objet d'une expansion qui a fait augmenter son débit dans la même année.

Le réseau Express a déjà obtenu des contrats pour 84 % de sa nouvelle capacité totale de 280 000 barils par jour à l'issue de son expansion. Ces contrats, qui expirent en 2007, en 2012, en 2014 et en 2015, portent sur 1 %, 40 %, 11 % et 32 % de la capacité totale, respectivement. Ils prévoient des droits fermes pour le transport des produits dans le réseau Express; ces droits peuvent être majorés jusqu'à concurrence de 2 % chaque année. La capacité restante est mise à la disposition d'expéditeurs à titre de capacité libre de tout engagement.

### ***Autres activités***

	<b>Exercices terminés les 31 décembre</b>	
	<b>2006</b>	<b>2005</b>
	<b>(en millions de dollars)</b>	
Produits tirés des autres activités	44,2 \$	46,7 \$
(Perte nette) des autres activités	(24,5)	(49,2)

Pour 2006, les autres activités ont dégagé des produits de 44,2 M\$, contre 46,7 M\$ pour 2005. Cette baisse s'explique par une diminution des produits tirés des activités internationales, les contrats venant à échéance progressivement, et par un recul des produits provenant de CustomerWorks en raison d'une diminution des honoraires négociés à l'égard des contrats de service.

La perte des autres activités a aussi baissé, passant de 49,2 M\$ pour 2005 à 24,5 M\$ pour 2006, principalement en raison des frais de 34,4 M\$ que KMI avait engagés en 2005 pour l'acquisition de la société, ce facteur étant contrebalancé par un gain de 2,6 M\$ réalisé à la vente de Clean Energy en 2005 et une charge de 3,6 M\$ comptabilisée en raison d'un redressement exigé par Revenu Québec à la suite de la législation fiscale rétroactive.

### ***Activités abandonnées***

Le 19 mai 2006, la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics a été finalisée et a donné lieu à une perte totale de 17,5 M\$ pour 2006, contre 4,9 M\$ pour 2005. La perte de 2005 était surtout attribuable à l'expiration de la période d'admissibilité des reports prospectifs de pertes fiscales faisant suite à l'acquisition par KMI et à la comptabilisation d'une perte de change dans l'attente de la vente de l'entreprise, même si celle-ci avait enregistré un excellent résultat d'exploitation.

## Sommaire des résultats trimestriels

	Trimestres terminés les					Total				
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.						
	(en millions de dollars)									
<b>2006</b>										
Produits (retraités) <sup>1</sup>	750,5	\$	367,3	\$	288,3	\$	621,6	\$	2 027,7	\$
Bénéfice net avant le résultat des activités abandonnées	69,5		6,1		6,6		65,0		147,2	
Bénéfice net	64,3		(1,6)		2,5		64,5		129,7	
<b>2005</b>										
Produits (retraités) <sup>1</sup>	627,5	\$	354,3	\$	282,6	\$	688,1	\$	1 952,5	\$
Bénéfice net avant le résultat des activités abandonnées	66,9		27,1		0,9		11,2		106,1	
Bénéfice net	66,3		29,5		4,0		1,4		101,2	

<sup>1</sup> Les produits de 2005 et de 2006 ont été retraités en raison du reclassement de l'entreprise de services d'eau et de services publics dans les activités abandonnées et du reclassement de certains produits provenant de Clean Energy dans les placements comptabilisés à la valeur de consolidation.

En raison des habitudes dans la consommation du gaz naturel, le bénéfice net tiré des activités de distribution de gaz naturel de Terasen Gas est habituellement plus élevé au cours des premier et quatrième trimestres et est contrebalancé en partie par la perte subie aux deuxième et troisième trimestres. L'entreprise de services d'eau et de services publics de la société, qui a été reclassée dans les activités abandonnées, est fonction de l'activité de la construction et de l'activité économique en général et elle obtient généralement ses meilleurs résultats aux deuxième et troisième trimestres, résultats qu'annulent partiellement les résultats plus modestes des premier et quatrième trimestres. Le bénéfice des activités de transport du pétrole par pipeline de Terasen ne fluctue pas vraiment en fonction des saisons. En raison des fluctuations saisonnières que connaît Terasen Gas, les états intermédiaires des résultats ne sont pas représentatifs des résultats de tout l'exercice.

En 2006, les produits trimestriels et annuels ont été en général plus élevés que ceux de 2005, grâce à la vigueur du prix du gaz naturel en 2006, sauf au quatrième trimestre, au cours duquel le prix a été inférieur à celui du quatrième trimestre de 2005.

**Mars 2006-2005** – Le bénéfice avait régressé de 2,0 M\$ en raison d'une perte de 5,0 M\$ subie à la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics, malgré un accroissement de la capacité de transport de pétrole dans le réseau Trans Mountain et le réseau Express. Au premier trimestre de 2005, les activités de Trans Mountain avaient été touchées par une baisse de la production provenant des sables bitumineux de l'Alberta et les révisions d'entretien dans les raffineries branchées au réseau Trans Mountain. Le réseau Express avait contribué un bénéfice supérieur à la suite de l'achèvement du projet d'expansion en avril 2005.

**Juin 2006-2005** – Le bénéfice avait chuté de 31,1 M\$ pour les raisons suivantes : charge de 14,5 M\$ comptabilisée en raison d'une modification, avec effet rétroactif, qu'une province avait apportée à sa législation fiscale; perte additionnelle de 7,7 M\$ comptabilisée à la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics au cours du trimestre; manque à gagner attribuable à la vente de Clean Energy en octobre 2005; montée des charges d'exploitation résultant de la hausse des frais de gestion; diminution des produits tirés du transport de pétrole par suite de la baisse des droits de transport et de l'amointrissement du débit provoqué par les travaux d'entretien dans les raffineries.

**Septembre 2006-2005** – Le bénéfice avait fléchi de 1,5 M\$ par rapport à celui du troisième trimestre de 2005 en raison d'une perte additionnelle de 4,1 M\$ enregistrée à la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics. En contrepartie, les charges de 2006 ont été inférieures à celles de 2005, puisqu'en 2005, des frais d'opération non récurrents de 4,1 M\$ avaient été enregistrés à la vente de Clean Energy, et des frais d'opération de 4,0 M\$ avaient été engagés à l'acquisition par Kinder Morgan.

**Décembre 2006-2005** – Le bénéfice a grimpé de 63,1 M\$ principalement pour les raisons suivantes : hausse du bénéfice des sociétés en exploitation en raison d'une augmentation de la composante capitaux propres des entreprises de distribution de gaz, augmentation attribuable au nouveau RTI conclu entre Trans Mountain et ses expéditeurs et approuvé en novembre 2006; frais non récurrents engagés en 2005, dont des frais d'opération de 38,9 M\$ engagés à l'acquisition de la société par KMI et une charge de 7,3 M\$ liée au rachat des débetures de série C de Trans Mountain.

## Situation de trésorerie et sources de financement

### Flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre

	2006		2005	
	(en millions de dollars)			
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	335,6	\$	190,2	\$
Activités d'investissement	(276,0)		(206,6)	
Activités de financement	(127,8)		76,5	
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie	(68,2)	\$	59,4	\$

### ***Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation***

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 2006 se sont accrus par rapport à ceux de 2005, passant de 190,2 M\$ à 335,6 M\$, en raison de plusieurs facteurs. Le bénéfice net des activités poursuivies de 2006 a augmenté de 41,1 M\$ en raison des éléments mentionnés à la page 3. En 2006, le recouvrement net des comptes de stabilisation des tarifs s'est élevé à 7,9 M\$, contre 10,1 M\$ en 2005, la raison principale étant que le solde de ces comptes au début de 2005 représentait un montant à recevoir plus important. De plus, les variations du fonds de roulement se sont traduites par des rentrées de 61,8 M\$ en 2006, alors qu'en 2005, elles avaient entraîné une sortie de 68,3 M\$, principalement à cause de l'effet de la baisse du prix du gaz, à la fin de l'exercice, sur la valeur des stocks de gaz naturel et des comptes débiteurs. Une augmentation des paiements d'impôts en 2006 a nécessité des sorties de fonds de 25,6 M\$.

### ***Activités d'investissement***

Les dépenses en immobilisations de 2006 ont totalisé 377,1 M\$, contre 214,7 M\$ pour 2005. L'augmentation des dépenses en immobilisations a notamment pour origine la construction du pipeline dans le cadre de la première phase du projet d'expansion du réseau pipelinier Trans Mountain sur la côte ouest (« TMX ») et l'expansion du réseau pipelinier Corridor amorcée au quatrième trimestre de 2006. Les nouvelles dépenses en immobilisations ont été compensées par le produit tiré de la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics.

### ***Activités de financement***

Le 13 janvier 2006, TGVI a conclu une facilité de crédit renouvelable engagée et non garantie de 350 M\$, d'une durée de cinq ans, avec un consortium bancaire. TGVI a émis des acceptations bancaires en vertu de cette facilité afin de refinancer entièrement son ancienne facilité de crédit à terme et les avances intersociétés consenties par Terasen. Les acceptations bancaires ont une durée inférieure à 180 jours, après quoi elles seront remplacées par de nouvelles acceptations bancaires. La facilité peut aussi servir à financer le fonds de roulement et les besoins généraux de la société. Les modalités de la facilité sont les mêmes que celles de l'ancienne facilité et sont courantes pour des facilités de cette nature.

Parallèlement à la signature de la facilité, TGVI a conclu avec une banque une autre facilité de crédit non renouvelable engagée et non garantie de 20 M\$, pour sept ans. Cette autre facilité servira au refinancement de tout paiement par anticipation annuel que TGVI pourrait devoir faire sur des apports gouvernementaux ne portant pas intérêt. Les modalités de cette deuxième facilité sont essentiellement les mêmes que celles de la première, sauf que la deuxième facilité est de rang inférieur par rapport au remboursement des titres d'emprunt subordonnés de catégorie B de TGVI, qui sont détenus par la société mère, soit Terasen. Au 31 décembre 2006, TGVI avait en cours des acceptations bancaires émises en vertu de la facilité de crédit de 350 M\$ dont la durée moyenne était inférieure à trois mois. Bien que les acceptations bancaires soient de courte échéance, la facilité de crédit sous-jacente est valable jusqu'en janvier 2011. Par conséquent, les emprunts en cours au 31 décembre 2006 qui avaient été contractés dans le cadre de la facilité de crédit de 350 M\$ et qui totalisaient 269,0 M\$ ont été classés dans la dette à long terme, dans le bilan consolidé ci-joint, et une tranche estimative de 27,0 M\$ a été classée dans la partie à court terme, au taux d'intérêt moyen pondéré de 4,41 %. L'encours des emprunts contractés en vertu de la facilité de crédit de 20 M\$ se chiffrait à 3,7 M\$ au 31 décembre 2006, au taux d'intérêt moyen pondéré de 4,32 %.

Le 31 janvier 2006, la facilité de crédit renouvelable non garantie de premier rang de 225 M\$ de Terasen Pipelines (Corridor) Inc. et la facilité de crédit à vue non renouvelable de 20 M\$ connexe ont été prorogées d'une période de 364 jours, selon les mêmes conditions, comme les dispositions des facilités le permettent.

Le 8 mai 2006, les billets à moyen terme de série 2, à 4,85 %, de Terasen Inc., d'un capital de 100 M\$, sont venus à échéance, et Terasen Inc. a remboursé les porteurs de ces titres à l'aide d'une combinaison d'emprunts à court terme supplémentaires et du produit de la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics, comme il a déjà été mentionné sous la rubrique « Activités abandonnées ».

Le 9 mai 2006, Terasen Inc. a contracté une facilité de crédit renouvelable de trois ans de 450 M\$. Cette facilité remplace trois facilités bilatérales totalisant 450 M\$ et comporte les mêmes modalités que ces trois facilités.



Le 21 juin 2006, Terasen Gas Inc. a conclu une facilité de crédit renouvelable de trois ans, de 500 M\$, qui est prorogeable d'une période de 364 jours au gré des créanciers tous les ans. Cette facilité remplace cinq facilités bilatérales totalisant 500 M\$ et comporte les mêmes modalités que les cinq facilités remplacées.

Le 30 juin 2006, TGVI a remboursé 6,2 M\$ sur ses emprunts gouvernementaux, dont environ 3,7 M\$ ont été refinancés par des emprunts contractés en vertu de sa facilité de crédit non renouvelable de 20 M\$, le reste étant financé par l'encaisse.

Le 31 juillet 2006, les débetures billets à moyen terme, à 6,15 %, d'un capital de 100 M\$, que Terasen Gas Inc. avait émises, sont venues à échéance. Les porteurs de ces titres ont été remboursés à l'aide de l'encaisse et de nouveaux emprunts à court terme.

Le 25 septembre 2006, Terasen Gas Inc. a émis des débetures billets à moyen terme, à 5,55 %, de 120 M\$, qui viennent à échéance le 25 septembre 2036. Du produit net de 119,4 M\$ tiré de cette émission, déduction faite des escomptes et de la rémunération des placeurs pour compte, 100 M\$ ont servi au remboursement d'effets de commerce échéant à moins de un an, dette qui avait été contractée surtout pour rembourser les débetures billets à moyen terme, à 6,15 %, d'un capital de 100 M\$, de Terasen Gas Inc., venues à échéance le 31 juillet 2006. Le reste du produit a été utilisé pour rembourser les billets de 20 M\$, à 9,75 %, de Terasen Gas Inc., venus à échéance le 17 décembre 2006.

Le 23 janvier 2007, Terasen Pipelines (Corridor) Inc. a augmenté sa facilité de crédit pour la faire passer de 225 M\$ à 375 M\$ et l'a prorogée, ainsi que la facilité de crédit à vue connexe de 20 M\$, comme ces facilités le permettent, d'une période de 364 jours.

Au 31 décembre 2006, la société et ses filiales avaient des marges de crédit en vigueur totalisant 1 175 M\$ pour subvenir à leurs besoins en liquidités. Ces marges de crédit permettent aux sociétés respectives d'emprunter directement à leurs banques, d'émettre des acceptations bancaires ou d'émettre des effets de commerce. À la fin de 2006, une somme de 501 M\$ était inutilisée dans le cadre de ces marges de crédit. Pratiquement tous les besoins de liquidités à court terme sont satisfaits à l'aide d'effets de commerce et d'acceptations bancaires sur le marché canadien, à des taux qui sont généralement inférieurs au taux préférentiel de la banque. Terasen n'a aucun compte en souffrance et n'a connu aucune défaillance et ne prévoit pas en avoir ni en connaître.

En 2006, aucun dividende sur les actions ordinaires n'a été déclaré, alors qu'en 2005, des dividendes de 95,1 M\$ ont été déclarés.

### ***Situation financière***

Le tableau suivant présente en gros les variations significatives entre le bilan consolidé au 31 décembre 2005 et le bilan consolidé au 31 décembre 2006, exclusion faite des variations attribuables au reclassement de l'entreprise de services d'eau et de services publics dans les activités abandonnées.

<b>Poste du bilan</b>	<b>Augmentation (diminution) (en millions de dollars)</b>	<b>Explication</b>
Encaisse et placements à court terme	(68,2) \$	La diminution s'explique par les flux de trésorerie importants dégagés vers la fin de 2005 qui ont servi à rembourser les billets à court terme en 2006.
Compte débiteurs	(131,6)	La diminution s'explique surtout par l'effet de la baisse du prix du gaz sur les comptes débiteurs de Terasen Gas et de TGVI. En outre, la diminution découle de certaines couvertures inefficaces en 2005 qui étaient dans le cours à la fin de 2005, mais hors cours à la fin de 2006.
Billets à court terme	(125,0)	La diminution de l'encours des billets à court terme est attribuable à plusieurs facteurs. D'abord, les emprunts à court terme ont baissé par rapport à leur niveau de 2005 à cause du remboursement effectué sur la dette à court terme à l'aide du produit de la vente de l'entreprise de services d'eau et de services publics et d'un montant en trésorerie, comme il a déjà été mentionné. En contrepartie, les emprunts se sont accrus en 2006 en raison des projets d'expansion Corridor et TMX.
Comptes créditeurs et charges à payer	90,0	L'augmentation s'explique surtout par les contrats que Terasen Gas et TGVI ont conclus sur le gaz, contrats qui étaient des couvertures inefficaces à la fin de l'exercice. Ces contrats étaient très largement hors du cours à la fin de l'exercice en raison de la baisse du prix du gaz. Les montants seront recouverts auprès des clients. De plus, les comptes créditeurs liés à l'exploitation des pipelines ont augmenté par suite des projets d'expansion TMX et Corridor.

#### ***Fonds de roulement***

Les besoins de Terasen en matière de fonds de roulement fluctuent de manière saisonnière en fonction de la consommation du gaz naturel. Puisque ses activités sont réglementées, Terasen est en mesure de maintenir un fonds de roulement négatif. Terasen maintient des facilités de crédit engagées suffisantes pour répondre à ses besoins en fonds de roulement. Elle génère annuellement suffisamment de fonds pour combler de tels besoins.

#### ***Restrictions en matière de dividendes***

En autorisant l'acquisition de Terasen par KMI, la BCUC a imposé une série de conditions visant à isoler Terasen Gas et TGVI de Terasen. Ces restrictions comprennent l'interdiction de verser des dividendes sans que Terasen Gas et TGVI n'aient au moins des actions ordinaires dont le ratio réputé, selon la BCUC, par rapport au total des capitaux serait approprié aux fins de l'établissement des tarifs. Pour cette raison, et en raison de la décision rendue le 2 mars 2006 par la BCUC, Terasen Gas et TGVI doivent maintenir un ratio actions ordinaires-total des capitaux qui soit au moins égal à celui que la BCUC jugera nécessaire de temps à autre pour l'établissement des tarifs.

L'entente de crédit de Corridor interdit le versement de dividendes, à moins que certaines exigences sur le plan du ratio d'endettement ne soient respectées. Les distributions en trésorerie venant d'Express sont soumises à des restrictions prévues dans les ententes de financement d'Express et relèvent de la décision du conseil d'administration d'Express, qui n'est pas contrôlé par Terasen.

En 2006, aucune de ces restrictions n'a empêché la distribution de la tranche non réinvestie du bénéfice enregistré par les filiales.

#### **Notes de solvabilité**

DBRS Inc. (« DBRS ») et Moody's Investors Service Inc. (« Moody's ») établissent la note à accorder aux titres de Terasen, de Terasen Gas et de Corridor. Ces agences de notation réexaminent en permanence les notes accordées aux titres émis par le groupe de sociétés de Terasen.

Le tableau ci-après indique les notes attribuées aux différents titres de la société. Les notes que DBRS a attribuées à Terasen, à Terasen Gas et à Corridor sont respectivement en date du 26 février 2007, du 16 mars 2007 et du 5 mars 2007. Celles que Moody's a attribuées à Terasen et à Terasen Gas sont en date du 8 mars 2007, alors que celle attribuée à Corridor est en date du 14 novembre 2006.

<b>TITRES ANNOTÉS</b>	<b>DBRS</b>	<b>Moody's</b>
Terasen Inc.		
Effets de commerce	R-2 (élevé)	
Titres d'emprunt à long terme non garantis	BBB (élevé)	Baa2
Titres de participation	BBBy	Baa3
Terasen Gas Inc.		
Effets de commerce	R-1 (bas)	
Titres d'emprunt à long terme garantis	A	A2
Titres d'emprunt à long terme non garantis	A	A3
Terasen Pipelines (Corridor) Inc.		
Effets de commerce	R-1 (bas)	
Titres d'emprunt à long terme non garantis	A	A2

DBRS a aboli la note de Trans Mountain vers la fin de 2005 après le rachat des débentures de série C de Trans Mountain. Celle-ci n'a plus de dette envers des tiers.

Lorsque la vente de Terasen a été annoncée, DBRS a modifié, le 26 février 2007, la note « en cours de révision pour des considérations négatives » qu'elle avait accordée à Terasen pour la note « en cours de révision pour des faits nouveaux ». Le 8 mars 2007, Moody's a emboîté le pas à DBRS en accordant à Terasen la note « en cours de révision pour un éventuel surclassement » et en effaçant l'ancienne note « en cours de révision pour un éventuel abaissement ».

En décembre 2005, une série de mesures sur la question d'annotation ont été prises relativement à Terasen après son acquisition par KMI pour que les notes soient conformes à celles de KMI. Moody's a abaissé les notes accordées aux titres d'emprunt à long terme non garantis et aux titres de participation de Terasen de deux graduations dans chaque cas (de A3 à Baa2 dans le cas des titres d'emprunt à long terme non garantis). Quant à DBRS, elle a abaissé les notes attribuées aux titres d'emprunt à long terme non garantis et aux titres de participation de Terasen d'une graduation dans chaque cas [de A (bas) à BBB (élevé) en ce qui concerne les titres d'emprunt à long terme non garantis]. En outre, DBRS a abaissé la note des effets de commerce de Terasen, la faisant passer de R-1 (bas) à R-2 (élevé). Par conséquent, il n'est plus économique pour Terasen d'émettre des effets de commerce sur le marché canadien. Terasen émet plutôt des acceptations bancaires en vertu de ses facilités de crédit engagées pour ses emprunts à court terme.

Toujours en décembre 2005, Moody's a abaissé la note des titres d'emprunt à long terme de Terasen Gas d'une graduation. Moody's a signalé que cet abaissement n'avait aucun rapport avec l'acquisition par KMI et qu'il était plutôt motivé par la fragilité du profil financier de Terasen Gas par rapport à celui de ses concurrents.

Après avoir réexaminé ses relations avec Standard & Poor's Ratings Services (« S&P »), division de McGraw-Hill Companies (Canada) Corporation, Terasen avait décidé au début de 2004 de ne plus retenir les services de S&P pour l'annotation de ses titres d'emprunt et de ceux de Terasen Gas. Terasen estime que les notes de solvabilité accordées par Moody's et DBRS seront suffisantes pour satisfaire aux besoins des créanciers et assurer l'accès de la société au marché financier. S&P continue à fournir des notes non sollicitées sur la dette de Terasen en se fondant sur des renseignements

publics. Au 5 janvier 2007, les titres d'emprunt à long terme non garantis de Terasen avaient une note BB- de la part de S&P.

Selon une disposition des facilités de crédit de 450 M\$ de Terasen, dans l'éventualité où les notes attribuées par DBRS et Moody's aux titres d'emprunt à long terme non garantis deviendraient inférieures à BBB (bas) et à Baa3, respectivement, la durée résiduelle de ces facilités sera ramenée à dix mois. De plus, si les titres de Terasen Gas perdaient la note de bonne qualité dont ils bénéficient actuellement auprès des grandes agences de notation, des appels de marge et des appels de fonds pourraient être effectués aux termes des contrats d'achat de gaz et des contrats dérivés sur marchandises de Terasen Gas.

#### ***Dépenses en immobilisations projetées***

Les dépenses en immobilisations consolidées de Terasen pour 2007 sont estimées à 1 232,4 M\$. Les principales dépenses de 2007 seront consacrées au projet d'expansion du réseau pipelinier Corridor (676,3 M\$), au projet de doublement d'ancrage Trans Mountain (182,4 M\$) et au projet d'expansion des stations de pompage du réseau Trans Mountain (94,2 M\$). Les nouvelles immobilisations estimatives représentent notamment les dépenses qui seront consacrées à des filiales même si des plans ont été dressés après la fin de l'exercice pour vendre ces filiales.

La société prévoit financer ses dépenses en immobilisations de 2007 en combinant les avances effectuées par les actionnaires et les emprunts à court terme avec la marge brute d'autofinancement. La société ne prévoit pas verser de dividendes sur les actions ordinaires en 2007, mais souhaite plutôt réinvestir son bénéfice pour favoriser la croissance.

#### **Ententes hors bilan**

En 2000, Terasen Gas a conclu une entente de crédit-bail avec un consortium de banques canadiennes et une structure d'accueil, soit BCG Coastal Facilities Trust, visant le financement de nouveaux bâtiments dans la région métropolitaine de Vancouver. L'entente de crédit-bail synthétique portant sur les installations côtières avait été comptabilisée comme élément hors bilan. Au 31 décembre 2004, la valeur de cette entente avoisinait les 49,4 M\$. Les paiements de location effectués par Terasen Gas aux termes de ce contrat avaient totalisé environ 4,5 M\$ en 2004.

En 2004, Terasen Gas a présenté à la BCUC une demande visant à dénouer la position sur l'entente de crédit-bail synthétique et à inclure les actifs des installations côtières dans la base tarifaire, demande qui a été acceptée. Le 4 janvier 2005, Terasen Gas a versé une somme d'environ 49,4 M\$ à BCG Coastal Facilities Trust pour liquider l'entente de crédit-bail synthétique. Les actifs des installations côtières sont inclus dans la base tarifaire de Terasen Gas depuis janvier 2005.

Outre le contrat de location des installations côtières, qui a été refinancé, il n'existe aucune autre entente hors bilan importante.

#### **Opérations entre apparentés**

La société estime que sa société mère, Kinder Morgan, Inc., a fourni des services de gestion intégrée évalués à environ 1,9 M\$ pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006. Depuis le début de l'exercice, les frais de gestion intégrée totalisent 10,4 M\$.

## **Modifications de conventions comptables**

### ***Entités à détenteurs de droits variables***

En janvier 2005, la société a adopté la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15 du *Manuel de l'ICCA*, qui s'intitule « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables (variable interest entities) ». La société a procédé à un examen des entités avec lesquelles elle fait affaire et a déterminé qu'en vertu des définitions contenues dans la note d'orientation, Express US Holdings LP, qui fait partie du réseau Express, est réputée constituer une entité à détenteurs de droits variables en raison du placement que la société y détient. Étant donné que la société n'est pas le principal bénéficiaire d'Express System US Holdings LP, elle continue donc à comptabiliser sa participation dans le réseau Express à la valeur de consolidation. La valeur comptable de la participation représente le risque de perte auquel s'expose la société relativement au placement.

### ***Entités dont les tarifs sont réglementés***

L'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a entrepris un projet afin d'examiner et de modifier la façon dont les entreprises à tarifs réglementés constatent et évaluent les actifs et les passifs réglementés. Les résultats de ce projet auraient entraîné une importante volatilité dans les résultats de ces entreprises, voire l'élimination des comptes de report réglementaires. En outre, le projet aurait entraîné la comptabilisation d'impôts sur les bénéfices futurs à payer dans leur bilan. En 2006, l'ICCA a mis ce projet à l'écart, préconisant plutôt les normes comptables internationales (les « normes IAS »). Actuellement, aucune norme IAS n'existe pour les entreprises à tarifs réglementés.

### ***Instruments financiers, couvertures et résultat étendu***

En 2005, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables sur le résultat étendu, les instruments financiers (comptabilisation et évaluation) et les couvertures. La publication de ces normes vise l'harmonisation des PCGR du Canada avec ceux des États-Unis et les normes d'information financière internationales (les « normes IFRS »). Terasen adoptera ces normes comptables le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

### ***Résultat étendu***

La nouvelle norme comptable sur le résultat étendu donne des indications sur les informations à fournir sur les autres éléments du résultat étendu et la façon de les présenter. Le résultat étendu représente la variation des capitaux propres d'une entreprise au cours d'une période qui est attribuable à des opérations et à d'autres événements sans rapport avec les propriétaires. Par exemple, les éléments comme la variation de la juste valeur d'un actif disponible à la vente ou la partie efficace de la variation de la juste valeur d'un instrument de couverture de flux de trésorerie doivent être comptabilisés à titre d'autres éléments du résultat étendu. La société ne s'attend pas à apporter des ajustements importants au résultat étendu en date du 1<sup>er</sup> janvier 2007.

### ***Instruments financiers***

Les nouvelles normes sur les instruments financiers obligent les sociétés à classer tous leurs actifs et passifs financiers dans différentes catégories en fonction de leur attribut. Les catégories établies pour chaque actif et chaque passif financier détermineront si ces derniers doivent être évalués à leur juste valeur ou à leur coût après amortissement et la façon dont il faudra comptabiliser les gains et les pertes. Les normes exigent que tous les dérivés, y compris les dérivés intégrés dans des contrats non dérivés, soient comptabilisés dans les états financiers en étant évalués à leur juste valeur.

D'après un examen préliminaire, Terasen prévoit répartir ses actifs et passifs financiers dans des catégories qui entraîneront une évaluation au coût après amortissement, valeur qui ne devrait pas, selon nous, être très différente de la valeur comptable de ces éléments. Selon les nouvelles normes, les frais de financement reportés ne doivent plus être constatés à titre d'actifs reportés, et la société s'attend à constater les frais de financement reportés non amortis en diminution de la dette. Ces frais devront être amortis selon la méthode des intérêts effectifs et non plus selon la méthode d'amortissement linéaire qui était utilisée avant 2007. Le changement de méthode d'amortissement n'est pas censé avoir un effet important sur les résultats de la société. Par ailleurs, la société est en voie de finaliser l'évaluation de ses contrats afin de déterminer s'ils ne contiendraient pas des dérivés intégrés.

### ***Couvertures***

La société détient plusieurs types de contrat de couverture. Au 31 décembre 2006, elle avait appliqué la comptabilité de couverture à la quasi-totalité de ses instruments dérivés suivant les PCGR du Canada. La norme canadienne existante n'exige pas la constatation des instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé, sauf s'ils ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. À chaque période, les ajustements des dérivés non admissibles, en fonction de la juste valeur, sont portés aux résultats, sauf si l'entité applique le traitement spécial réservé aux activités à tarifs réglementés, auquel cas les montants peuvent être reportés.

Certains contrats d'achat de gaz de la société sont considérés comme des dérivés selon la nouvelle norme canadienne, alors qu'ils ne sont pas considérés comme tels selon la norme canadienne existante. Par conséquent, ces contrats n'ont pas été comptabilisés dans les états financiers de la société au 31 décembre 2006.

Suivant la nouvelle norme canadienne, à la fin de chaque période, tous les instruments dérivés doivent être comptabilisés dans le bilan consolidé à leur juste valeur. Les variations de la juste valeur des dérivés sont portées aux résultats de la période où les variations se produisent, à moins que les dérivés n'aient été conclus au nom de clients réglementés, auquel cas la variation de la juste valeur est portée à un compte de report réglementaire. La société prévoyait comptabiliser un ajustement non récurrent au titre de ces éléments qui serait limité au bilan.

Conformément à la norme canadienne existante, certaines sociétés satellites de la société ont désigné des produits futurs libellés en dollars américains comme couvertures du risque de change auquel est exposée la dette libellée en dollars américains. Ces satellites reportent les gains et les pertes de change liés à leur dette à long terme libellée en dollars américains et constatent l'ajustement des produits connexes lorsque les produits sont gagnés. Selon la nouvelle norme canadienne, ces opérations ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. Par conséquent, la société apportera un ajustement non récurrent à sa part du bénéfice des sociétés satellites comme si celles-ci avaient converti la dette à long terme aux taux de change en vigueur à la date du bilan et constaté les gains ou les pertes de change en découlant dans la période où ces gains ou ces pertes avaient été engagés.

### **Contrôles exercés sur la communication de l'information et contrôle interne à l'égard de l'information financière**

La société a établi des contrôles et procédures de communication de l'information pour s'assurer que l'information fournie dans ce rapport de gestion et les états financiers connexes a été convenablement enregistrée, traitée, condensée et présentée au conseil d'administration et au comité de vérification. Le chef de la direction et le chef de la direction des finances de la société ont évalué la conception et l'efficacité du fonctionnement de ces contrôles et procédures de communication de l'information pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, et ils en sont satisfaits.

Conscients de la responsabilité qui leur revient quant à la conception du contrôle interne à l'égard de l'information financière, le chef de la direction et le chef de la direction des finances confirment qu'aucun changement n'a été apporté à ces contrôles au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 au point d'avoir eu, ou qui risque vraisemblablement d'avoir, un effet important sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

### **Instruments financiers**

#### ***Estimation de la juste valeur***

Au 31 décembre 2006, la juste valeur de la dette à long terme de la société, établie par actualisation des flux de trésorerie futurs rattachés à chaque émission de titres d'emprunt, au taux de rendement estimatif jusqu'à l'échéance qui s'appliquerait à des titres identiques ou similaires, ou établie à l'aide des valeurs à la cote disponibles, était estimée à 2 622,3 M\$. Étant donné que la plus grande partie de la dette à long terme de la société se rapporte aux activités réglementées, la société est en mesure de recouvrer les frais de financement existants en les intégrant dans les tarifs ou les droits.

Les estimations de la juste valeur se font à un moment précis, à la lumière des données pertinentes concernant le marché et des renseignements concernant les instruments financiers. Ces estimations ne sont pas précises, car elles comportent une part de subjectivité et des incertitudes et nécessitent un certain degré de jugement.

#### ***Instruments dérivés***

La société utilise des instruments dérivés pour se protéger contre les fluctuations du prix du gaz naturel et des taux d'intérêt. Les organismes de réglementation autorisent l'utilisation d'instruments dérivés pour gérer le risque lié au prix du gaz naturel dans le secteur de la distribution de gaz naturel. La majorité des contrats d'approvisionnement en gaz naturel comportent des prix variables et non fixes. La société utilise donc des swaps sur le prix du gaz naturel afin d'en fixer le prix d'achat réel. Les écarts entre le coût d'achat réel du gaz naturel et le coût inclus dans les tarifs sont comptabilisés dans un

compte de report (le CRCM et le CRCAM) et, sous réserve de l'approbation de l'organisme de réglementation, ils sont transférés aux clients par le truchement des tarifs futurs.

Les emprunts à court terme et la dette à long terme à taux variable de la société sont exposés au risque de taux d'intérêt. La société gère ce risque au moyen d'instruments dérivés sur les taux d'intérêt. Le risque de change auquel les activités de distribution de gaz naturel sont exposées est principalement lié aux achats et aux ventes de gaz naturel libellés en dollars américains. Ce risque est donc géré au moyen des comptes de report réglementaires.

Le bénéfice de la société tiré du tronçon américain du réseau de pipelines de pétrole brut Trans Mountain et la participation de la société dans le réseau Express sont exposés au risque de change. Le bénéfice de la société est également exposé au risque de change associé à certains actifs et passifs du réseau Express.

Actif (passif)	Nombre de swaps et d'options	Durée jusqu'à échéance (en années)	31 décembre 2006		31 décembre 2005	
			Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
(en millions de dollars)						
Swaps de taux d'intérêt <sup>1</sup>						
Terasen Inc.	2	2-8	- \$	1,3 \$	- \$	3,6 \$
TGI	3	1	-	(0,9)	-	(1,6)
TGVI	2	2	-	(0,3)	-	(0,6)
Corridor	2	3-9	-	(1,0)	-	0,3
Swaps et options sur le gaz naturel						
Terasen Gas et TGVI <sup>2</sup>	250	Jusqu'à 3	(139,0)	(139,5)	21,2	105,6

1 Les dérivés sur le taux d'intérêt que Terasen Inc. a conclus ont entraîné une diminution de 1,4 M\$ des intérêts débiteurs de 2006, contre 4,8 M\$ en 2005. Les dérivés conclus par TGI et TGVI se rapportent à des activités réglementées, et tous les gains et les pertes qui en découlent sont comptabilisés dans un compte de report, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, et ils sont transférés ultérieurement aux clients par le truchement des tarifs. De la même manière, les gains et les pertes découlant des contrats sur instruments dérivés conclus par Corridor sont ultérieurement transmis aux expéditeurs en étant intégrés dans les tarifs.

2 La juste valeur des dérivés sur le gaz naturel reflète uniquement la valeur des dérivés et non la variation compensatrice de la valeur des achats futurs sous-jacents de gaz naturel. Cette juste valeur reflète le montant estimatif que la société recevrait ou verserait pour mettre fin au contrat à la date prédéterminée. La valeur comptable des dérivés sur le gaz naturel englobe une perte non réalisée d'une juste valeur de 139,7 M\$ sur les dérivés réputés inefficaces au 31 décembre 2006. Les gains et les pertes qui découlent des dérivés sur le gaz naturel sont comptabilisés dans les comptes de report, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation, et ils sont transférés ultérieurement aux clients par le truchement des tarifs.

## Données sur les actions en circulation

28 février 2007

Actions ordinaires émises et en circulation	115 643 162
Moins les actions ordinaires détenues par Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	9 184 188
	106 458 974
Titres de participation, à 8,0 %, émis et en circulation	125 000 000 \$

Terasen est une filiale indirecte en propriété exclusive de Kinder Morgan, Inc. Au 31 décembre 2006, la totalité des actions ordinaires de la société appartenait à Kinder Morgan, Inc.

Les titres de participation à 8,0 % sont échangeables à compter du 19 avril 2010 contre des actions ordinaires de la société à 90 % de la valeur à la cote, sous réserve du droit de la société de racheter les titres au comptant. Un nombre maximal de 125 000 000 d'actions ordinaires peuvent être émises si ce droit est exercé.

## Énoncés prospectifs

Ce rapport de gestion contient certaines informations qui sont des énoncés prospectifs. Autant que possible, les mots « anticiper », « s'attendre à », « projeter », « croire », « estimer », « prévoir » et d'autres expressions similaires ont servi à mettre en lumière les déclarations prospectives. Par exemple, au rang des énoncés prospectifs se trouvent les déclarations concernant les projets en attente, les projets envisagés ou les acquisitions possibles, la vente envisagée, par KMI, de Terasen Inc. et de ses principaux actifs de distribution de gaz naturel, et la vente envisagée du réseau pipelinier Corridor. Ces déclarations prospectives comportent certains risques, incertitudes et hypothèses qui ont trait aux résultats d'exploitation, au cadre réglementaire et à la conjoncture économique qui, dans le cas des projets en attente et des projets envisagés, signifient les risques liés à la conception et à la construction, aux processus réglementaires, à l'obtention du financement et à l'exécution d'obligations par des tiers, y compris les associés, les entrepreneurs et les fournisseurs, et qui, dans le cas des acquisitions possibles, signifient les risques liés à l'obtention du financement, à l'acquisition d'actifs ou d'entreprises à un prix adéquat et à la capacité de réaliser des synergies en temps utile et de manière rentable. Dans le cas des ventes envisagées, les risques se rapportent à l'obtention des autorisations nécessaires, notamment celles des autorités compétentes, et aux autres conditions nécessaires pour que les opérations puissent se concrétiser. Bien que la société soit d'avis que ces énoncés sont fondés sur des hypothèses raisonnables, un ensemble de facteurs pourraient créer un écart important entre les résultats réels, le rendement réel ou les réalisations d'une part et les résultats annoncés ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs d'autre part. Cette mise en garde vaut pour tous les énoncés prospectifs contenus dans ce rapport de gestion. La société ne s'engage aucunement à mettre à jour ni à réviser les énoncés prospectifs à la lumière des événements ou des situations récents.

## Information complémentaire

Des renseignements complémentaires sur Terasen Inc. sont disponibles dans SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).



**ANNEXE F**

**Terasen Inc.**

**Rapport de gestion intermédiaire  
Trimestre terminé le 31 mars 2007**

**Le 30 mai 2007**

Le présent rapport de gestion de Terasen Inc. (« Terasen » ou la « société ») doit être lu à la lumière des états financiers consolidés vérifiés annuels de la société au 31 décembre 2006 et des notes y afférentes, ainsi que de son rapport de gestion et de ses états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés et des notes y afférentes du trimestre terminé le 31 mars 2007.

Dans le présent rapport, les mots « nous », « notre », « nos », la « société » et « Terasen » représentent Terasen Inc., ses filiales, ses coentreprises et ses satellites. Terasen Gas se rapporte à Terasen Gas Inc., TGVI à Terasen Gas (Vancouver Island) Inc., Trans Mountain à Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc., Corridor à Terasen Pipelines (Corridor) Inc., Terasen Pipelines à Terasen Pipelines Inc., Express aux réseaux de pipelines Express et Platte. L'entreprise de services d'eau et de services publics signifie Terasen Waterworks (Supply) Inc., Terasen Utility Services Inc. et la participation de 50 % que détient Terasen dans Fairbanks Sewer and Water Inc. KMI ou la « société mère » se rapporte à Kinder Morgan, Inc.

Les données financières contenues dans le présent rapport ont été préparées selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Tous les montants sont exprimés en dollars canadiens.

## RÉSULTAT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2007

Les montants ont été retraités en raison de la réévaluation des comptes de Terasen pour le premier trimestre de 2007. Se reporter à la note 1 des états financiers du premier trimestre de 2007.

### Résultats d'exploitation

BÉNÉFICE NET	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(en millions de dollars)	
Distribution de gaz naturel	54,8	\$ 55,3
Transport de pétrole	(427,2)	15,2
Activités abandonnées <sup>1</sup>	3,3	3,4
Autres activités	(27,3)	(27,8)
Bénéfice net	(396,4)	\$ 46,1

Terasen a enregistré une perte de 396,4 M\$ pour le premier trimestre de 2007, comparativement à un bénéfice net de 46,1 M\$ pour la période correspondante de 2006. Cette perte est principalement attribuable à une charge ponctuelle de 441,9 \$ correspondant à la moins-value de l'écart d'acquisition et constatée dans le secteur du transport de pétrole.

### Résultats par secteur

#### Distribution de gaz naturel

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(en millions de dollars)	
Produits tirés de la distribution de gaz naturel	630,2	\$ 682,0
Bénéfice net tiré de la distribution de gaz naturel	54,8	55,3

<sup>1</sup> Le 5 mars 2007, un accord définitif a été conclu avec Inter Pipeline Fund qui acquerra le réseau de pipelines Corridor de Terasen. La conclusion de la vente, qui est soumise à certaines conditions et au consentement de tiers, est prévue pour le deuxième trimestre de 2007. Le pipeline Corridor a été classé dans les actifs et passifs destinés à la vente et les activités abandonnées.

Pour le premier trimestre de 2007, les produits tirés de la distribution de gaz naturel ont diminué de 51,8 M\$ pour s'établir à 630,2 M\$, contre 682,0 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Le coût du gaz naturel a également diminué de 46,9 M\$ comparativement au premier trimestre de 2006. Cette baisse des produits et du coût du gaz naturel est surtout attribuable à la baisse du prix du gaz naturel facturé aux clients, elle-même provoquée par la baisse des cours. La baisse des produits est également imputable à un rendement autorisé des capitaux propres plus bas, comme décrit ci-après, et à une insuffisance des produits plus importante de TGVI, ces facteurs étant partiellement compensés par l'augmentation du nombre de clients de Terasen Gas et de TGVI. Les variations des niveaux de consommation et les fluctuations du coût du gaz naturel n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice en raison des comptes de report réglementaires.

Comme l'indique le rapport de gestion annuel de 2006 de la société, le ratio de rendement des capitaux propres (« RCP ») autorisé pour Terasen Gas en 2007 a été fixé à 8,37 % (8,80 % en 2006) et à 9,07 % pour TGVI (9,50 % en 2006). Le ratio réputé des capitaux propres de Terasen Gas et de TGVI est demeuré inchangé par rapport à celui de 2006, s'établissant respectivement à 35 % et à 40 %.

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007, Terasen Gas et TGVI ont respectivement gagné 2 235 et 922 nouveaux clients en chiffre net, ce qui a porté à 907 934 le nombre total de clients au 31 mars 2007. L'augmentation nette de 3 157 clients est supérieure à celle de 2 843 nouveaux clients pour le trimestre correspondant de 2006. La conjoncture favorable et le dynamisme du secteur immobilier en Colombie-Britannique continuent d'alimenter la croissance de la clientèle dans la région.

Bien que l'augmentation des clients ait fait augmenter les bénéfices de Terasen Gas et de TGVI, le bénéfice global du secteur de la distribution du gaz a diminué, passant de 55,3 M\$ pour le premier trimestre de 2006 à 54,8 M\$. Cette baisse est principalement due à un abaissement de la base tarifaire de Terasen Gas et à une diminution des RCP autorisés de Terasen Gas et de TGVI.

#### *Transport de pétrole*

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(en millions de dollars)	
Produits tirés du transport de pétrole	39,8	\$ 38,2
Bénéfice net (perte) lié au transport du pétrole	(427,2)	15,2

Volumes de transport	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
	(en millions de dollars)	
Pipeline de Trans Mountain au Canada	220 150	246 500
Pipeline de Trans Mountain aux États-Unis	92 270	92 700
Réseau Express	213 520	215 700

*Le débit réel du pipeline Corridor n'a pas d'incidence sur le bénéfice, car la totalité de la capacité de ce pipeline est sous contrat aux termes d'entente d'expédition à prix fixe.*

Les produits tirés du transport de pétrole du premier trimestre de 2007 ont augmenté pour atteindre 39,8 M\$ comparativement à 38,2 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Cette augmentation est due à la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, hausse partiellement annulée par une baisse des volumes de transport du pipeline canadien de Trans Mountain.

Le bénéfice tiré du transport de pétrole a diminué de 442,4 M\$ pour le premier trimestre de 2007 comparativement à celui du trimestre correspondant de 2006, qui s'était établi à 15,2 M\$. Cette baisse du bénéfice net est attribuable à une moins-value de l'écart d'acquisition de 441,9 M\$ comptabilisée pour le trimestre écoulé. Par ailleurs, la légère hausse des produits au cours du trimestre a été annulée par une augmentation des charges d'exploitation et d'administration ainsi que des impôts sur le bénéfice.

*Autres activités*

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
(en millions de dollars)		
Produits tirés des autres activités	8,9	12,1
Perte nette découlant des autres activités	27,3	27,8

Au cours du premier trimestre de 2007, les produits tirés des autres activités ont diminué de 3,2 M\$ en glissement annuel, par suite de la perte de deux gros clients de CustomerWorks LP. La perte découlant des autres activités s'est réduite, passant de 27,8 M\$ pour le premier trimestre de 2006 à 27,3 M\$ pour le premier trimestre de 2007, principalement grâce à la baisse de la perte découlant des activités du siège social, par suite de la diminution des frais d'administration, des intérêts débiteurs et de la charge d'impôts. Ces facteurs ont été annulés par la baisse du résultat de CustomerWorks LP qui a du renégocier avec son prestataire de services après avoir perdu les contrats de deux gros clients.

***Activités abandonnées***

Le gain découlant des activités abandonnées du premier trimestre de 2007 et du premier trimestre de 2006, correspondant à 3,3 M\$ et à 3,4 M\$ respectivement, inclut le bénéfice du réseau de pipelines Corridor qui a été vendu à Inter Pipeline Fund. La conclusion de cette opération est prévue pour la mi-2007.

**INFORMATION FINANCIÈRE SECTORIELLE**

	2007		2006		2005		
	Mars <sup>1</sup>	Déc. <sup>1</sup>	Sept. <sup>1</sup>	Juin <sup>1</sup>	Mars <sup>1</sup>	Déc. <sup>2</sup>	Sept. <sup>2</sup>
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Produits	678,9	599,0	268,2	350,6	732,3	666,6	337,1
Bénéfice net (perte) avant le résultat des activités abandonnées	(399,7)	(721,7)	(18,8)	(2,8)	42,7	8,1	23,6
Bénéfice net (perte)	(396,4)	(718,4)	(15,6)	0,6	46,1	1,4	29,5

<sup>1</sup> Les montants ont été retraités et tiennent compte de la réévaluation des comptes de Terasen pour le premier trimestre de 2007, après la fusion. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 afférente aux états financiers du premier trimestre de 2007.

<sup>2</sup> Ces montants tiennent compte des bénéfices historiques de Terasen avant son acquisition par KMI.

*Juin 2006 et 2005* – Le bénéfice en 2006 est inférieur à celui de 2005 en raison des intérêts sur l'emprunt subordonné inclus dans les résultats de 2006. Il n'y avait pas d'encours relativement à l'emprunt subordonné en 2005. La réévaluation des comptes de Terasen a été appliquée au premier trimestre de 2007, les chiffres retraités remontant jusqu'au 30 novembre 2005. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 afférente aux états financiers consolidés.

*Septembre 2006 et 2005* – Le bénéfice en 2006 est inférieur à celui de 2005 en raison des intérêts sur l'emprunt subordonné inclus dans les résultats de 2006. Il n'y avait pas d'encours relativement à l'emprunt subordonné en 2005. La réévaluation des comptes de Terasen a été appliquée au premier trimestre de 2007, les chiffres retraités remontant jusqu'au 30 novembre 2005. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 afférente aux états financiers consolidés.

*Décembre 2006 et 2005* – Le bénéfice en 2006 est inférieur à celui de 2005 à cause de la moins-value de l'écart d'acquisition s'élevant à 762,3 M\$, constatée pour le quatrième trimestre 2006. De plus, le bénéfice en 2006 est inférieur à celui de 2005 en raison des intérêts sur l'emprunt subordonné qui a affiché un encours pendant tout l'exercice 2006, comparativement à un mois en 2005. La réévaluation des comptes de Terasen a été appliquée au premier trimestre de 2007, les chiffres retraités remontant jusqu'au 30 novembre 2005. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 afférente aux états financiers consolidés.

*Mars 2007 et 2006* – La baisse de 442,5 M\$ du bénéfice est attribuable à une moins-value de l'écart d'acquisition de 441,9 M\$ comptabilisée pour le trimestre écoulé. De plus, le bénéfice a diminué en raison de la légère augmentation des charges d'exploitation et d'administration.

### **Caractère saisonnier**

En raison des habitudes de consommation de gaz naturel, le bénéfice net tiré des activités de distribution de gaz naturel de Terasen Gas est habituellement plus élevé aux premier et quatrième trimestres, puis contrebalancé par la perte nette subie aux deuxième et troisième trimestres. Le bénéfice tiré de l'exploitation des oléoducs de Terasen ne sont pas soumis à d'importantes variations saisonnières. Pour cette raison, dans le secteur de distribution de gaz, les états des résultats intermédiaires ne sont pas représentatifs des résultats d'un exercice entier.

### **SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT**

*Terasen prévoit générer des flux de trésorerie liés à l'exploitation suffisants pour répondre à ses besoins en fonds de roulement et pour conserver sa capacité et sa souplesse financières. Les liquidités de la société et sa capacité d'accès aux marchés financiers visant à la maintenir en activité et à financer sa croissance demeurent pratiquement inchangées depuis le 31 décembre 2006.*

### **FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**

	<b>Trimestres terminés les 31 mars</b>	
	<b>2007</b>	<b>2006</b>
	<b>(en millions de dollars)</b>	
Flux de trésorerie lié aux activités suivantes :		
Activités d'exploitation	182,6	\$ 189,4
Activités d'investissement	(53,2)	(40,2)
Activités de financement	(114,2)	(133,1)
Augmentation nette de la trésorerie	15,2	\$ 16,1

### **FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation s'entendent des flux générés avant l'incidence des variations du fonds de roulement et des comptes de report de stabilisation des tarifs. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les flux de trésorerie provenant de l'exploitation se sont établis à 75,8 M\$, contre 76,6 M\$ pour le trimestre correspondant de 2006. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, compte tenu de l'incidence des variations du fonds de roulement et des comptes de report, se sont établis à 182,6 M\$ pour le premier trimestre de 2007, contre 189,4 M\$ constatés pour la même période de 2006.

Entre le 31 décembre 2006 et le 31 mars 2007, les créditeurs et charges à payer ainsi que le gaz stocké et les stocks de fournitures ont diminué à la suite de l'augmentation saisonnière habituelle de la consommation de gaz naturel et de l'utilisation des stocks durant la période. En raison de la diminution des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et des comptes de stabilisation des tarifs, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté par rapport à 2006.

### ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les dépenses en immobilisations se sont établies à 99,2 M\$, contre 33,0 M\$ pour la période correspondante de 2006. L'augmentation des dépenses en immobilisations est principalement due au projet d'expansion de la station de pompage de Trans Mountain qui a été achevé et mis en service le 1<sup>er</sup> avril 2007.

Aucun changement important n'a été apporté aux prévisions de dépenses en immobilisations de Terasen présentées dans le rapport de gestion annuel de 2006 de la société.

### ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Le 23 janvier 2007, Terasen Pipelines (Corridor) Inc. a augmenté sa facilité de crédit pour la faire passer de 225 M\$ à 375 M\$ et l'a prolongée de 364 jours, tout comme la facilité de crédit à vue de 20 M\$ qui y est associée, comme le permettent ces contrats. Le 31 mars 2007, l'encours de la facilité de crédit à vue de 20 M\$ était de 16,9 M\$, au taux moyen pondéré de 6,00 %.

Aucun dividende n'a été déclaré pour les premiers trimestres de 2007 et de 2006.

### SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau qui suit présente les variations importantes constatées dans les bilans consolidés au 31 mars 2007, par rapport au 31 décembre 2006, sans tenir compte des actifs et des passifs destinés à la vente.

<b>Poste du bilan</b>	<b>Augmentation (diminution) (en millions de dollars)</b>	<b>Explication</b>
Billets à court terme	(343,0)	Cette diminution s'explique par le fait que la dette à court terme de Corridor a été classée dans les passifs à court terme destinés à la vente. De plus, l'utilisation de la facilité de crédit de Terasen Gas a été moins importante en raison des exigences saisonnières.
Dette à long terme (y compris la tranche à court terme)	(300,8)	Cette diminution est principalement liée au fait que la dette à long terme de Corridor a été classée dans les passifs à long terme destinés à la vente.
Créditeurs et charges à payer	(222,7)	Cette diminution s'explique en grande partie par une baisse des achats de gaz et le classement des créditeurs et charges à payer de Corridor dans les passifs à court terme destinés à la vente.
Comptes de stabilisation des tarifs (à court et à long terme)	(115,4)	La baisse de l'actif net des comptes de stabilisation des tarifs s'explique principalement par le fait que la juste valeur des dérivés sur le gaz, qui correspond à la valeur de marché, est inférieure à celle du 31 décembre 2006.
Gaz stocké et stocks de fournitures	(109,8)	Cette diminution est principalement due à l'utilisation du gaz stocké pendant les mois d'hiver.
Impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes à payer	44,0	La charge d'impôts du trimestre est principalement responsable de cette augmentation.

## **FONDS DE ROULEMENT**

Les besoins en fonds de roulement de Terasen varient de façon saisonnière en fonction de la consommation de gaz naturel. Étant donné la nature réglementée de ses activités, Terasen peut maintenir des soldes négatifs de fonds de roulement. Terasen utilise les facilités de crédit appropriées pour répondre à ses besoins de fonds de roulement. Terasen dégage annuellement des flux de trésorerie suffisants pour faire face à ses besoins de fonds de roulement.

## **LETTRES DE CRÉDIT**

Au 31 mars 2007, les lettres de crédit en cours représentaient un montant de 118,3 M\$ et étaient surtout liées aux régimes de retraite non capitalisés et à des garanties fournies à des tiers pour des achats d'électricité et pour le compte de co-investisseurs du réseau Express afin d'alimenter le compte de service de la dette.

## **NOTATION**

Aucun autre changement n'a été apporté à la notation des titres de la société, sauf ceux mentionnés dans le rapport de gestion annuel de 2006.

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

Le 30 avril 2007, Kinder Morgan Energy Partners Inc. a acquis les actifs de Trans Moutain pour une contrepartie en trésorerie de 549 M\$ US.

Le 26 février 2007, la société mère de la société, KMI, a annoncé la conclusion d'un accord définitif avec Fortis Inc. visant à vendre Terasen Inc. et ses principaux actifs de distribution de gaz naturel, y compris ses filiales Terasen Gas et TGVI, ainsi que d'autres activités, dont l'entreprise de services énergétiques de Terasen. La vente ne comprend pas les filiales de services de transport du pétrole ni les placements sous le nom de Kinder Morgan Canada. Le coût d'acquisition d'environ 3,7 G\$ inclut la prise en charge d'une dette de près de 2,4 G\$. L'opération a été conclue le 17 mai 2007.

## **CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**

Il n'y a eu aucun changement ayant une incidence importante, ou qui risque vraisemblablement d'en avoir une, sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007.

## **CHANGEMENT DE CONVENTIONS COMPTABLES**

Nouvelles conventions comptables

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la société a adopté les nouvelles normes comptables ci-dessous publiées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »).

- a) Le chapitre 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », établit les normes de comptabilisation et de présentation des instruments financiers dans le bilan et l'évaluation des instruments financiers selon leur classement. Ce chapitre traite également de l'évaluation des instruments financiers après la constatation initiale et de la comptabilisation des gains et des pertes.

La société est tenue de classer ses instruments financiers dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances et autres passifs financiers. Tous les instruments financiers doivent être initialement évalués à la juste valeur. Les instruments financiers classés comme étant détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente sont évalués ultérieurement à la juste valeur, et toute variation de la juste valeur doit être portée en résultat net et dans les autres éléments du résultat étendu, respectivement. Tous les autres instruments financiers sont évalués ultérieurement au coût après amortissement.

Tous les instruments financiers dérivés sont constatés à la juste valeur dans le bilan. Les ajustements à la valeur de marché de ces instruments sont compris dans le résultat net, à moins que les instruments ne soient désignés comme faisant partie d'une relation de couverture de flux de trésorerie, auquel cas, la portion efficace de la variation de la juste valeur est constatée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute variation de la juste valeur liée à la portion inefficace est immédiatement portée en résultat net. Conformément aux dispositions provisoires de la norme, la société ne constate comme actifs et passifs séparés que les dérivés incorporés acquis ou substantiellement modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2003.

La société a classé ses instruments financiers de la façon suivante :

- Les débiteurs et les placements à long terme sont classés dans le poste « Prêts et créances ». Ces actifs financiers sont constatés à une valeur se rapprochant de leur coût après amortissement, selon la méthode des intérêts effectifs.
- Les billets à court terme, les créditeurs et charges à payer, la dette à long terme, l'emprunt subordonné et les frais d'émission connexes sont classés dans le poste « Autres passifs financiers ». Ces passifs financiers sont constatés à une valeur se rapprochant de leur coût après amortissement, selon la méthode des intérêts effectifs.

À la suite de l'adoption du chapitre 3855, les frais de financement reportés de 9,4 M\$ au 31 mars 2007 (9,8 M\$ en 2006), relativement à la dette à long terme, et qui figuraient dans les autres actifs, ont été reclassés dans la dette à long terme dans le bilan. Ces frais seront imputés aux résultats, suivant la méthode des intérêts effectifs, sur la durée de vie de la dette connexe. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007, les frais de financement reportés étaient amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. Comme le permet la norme, un ajustement ponctuel de 1,7 M\$ a été apporté aux bénéfices non répartis afin de tenir compte de la différence entre la méthode de l'amortissement linéaire et la méthode des intérêts effectifs avant le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

- b) Le chapitre 1530, « Résultat étendu », exige la préparation d'un état du résultat étendu et établit des normes d'information et de présentation concernant les autres éléments du résultat étendu. Le résultat étendu représente la variation des capitaux propres d'une entreprise au cours d'une période, découlant d'opérations et d'autres événements et circonstances sans rapport avec les propriétaires, y compris les gains et pertes de change découlant de la conversion des états financiers d'un établissement étranger autonome, les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et les variations de la juste valeur de la portion efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie. La société n'a constaté aucun ajustement dans les autres éléments du résultat étendu au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007.



- c) Le chapitre 3865, « Couvertures », établit des normes qui précisent quand et comment appliquer la comptabilité de couverture selon les stratégies de couverture permises et précisent aussi les informations à fournir. La majorité des couvertures de flux de trésorerie de la société vise l'achat de gaz naturel. Étant donné que la société est assujettie à la réglementation des tarifs, la portion inefficace des variations de la juste valeur de ces couvertures est reportée à titre d'actif ou de passif jusqu'à leur règlement, un actif ou un passif au nom des usagers étant comptabilisé en contrepartie. Au moment du règlement, le gain ou la perte constaté est inscrit à titre d'actif ou de passif réglementaire et est recouvré auprès des usagers, ou leur est remboursé, au cours des périodes ultérieures. Au 1<sup>er</sup> janvier 2007, la société a constaté un passif additionnel de 1,1 M\$ envers les contreparties pour des pertes non réalisées liées aux couvertures d'achat de gaz naturel et un montant recouvrable auprès des usagers de 1,1 M\$. Les montants recouvrables auprès des usagers sont constatés dans les comptes de stabilisation des tarifs.

La société utilise des couvertures de juste valeur pour couvrir la valeur des instruments d'emprunt. Les couvertures de juste valeur des entreprises à tarifs réglementés sont constatées à titre d'autres actifs, le montant compensatoire étant constaté dans les autres passifs à long terme et crédits reportés, alors que les couvertures de juste valeur non réglementées sont comptabilisées dans les autres actifs et la dette à long terme. L'adoption de cette nouvelle norme, le 1<sup>er</sup> janvier 2007, a entraîné une augmentation des autres actifs de 0,9 \$, une augmentation de la dette à long terme de 0,1 \$ et une augmentation des autres passifs à long terme et crédits reportés de 0,8 \$.

Selon la norme canadienne antérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2007, certaines entités satellites de la société ont désigné de futurs produits en dollars américains comme couvertures du risque de change lié à la dette libellée en dollars américains. Ces entités reportent les gains et pertes de change sur la dette à long terme libellée en dollars américains et appliquent un ajustement aux produits correspondants au moment où ils sont gagnés. Cette méthode n'est pas admissible à la comptabilité de couverture en vertu de la nouvelle norme. En vertu de cette ancienne méthode, la société a comptabilisé 38,6 M\$ à titre d'ajustement ponctuel de la valeur de son placement et a, en contrepartie, augmenté les impôts futurs de 4,8 M\$; le montant net de l'ajustement des bénéfiques non répartis s'est établi à 33,8 M\$.

## **OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS**

La société estime que sa société mère, Kinder Morgan Inc., lui a fourni des services de gestion totalisant environ 2,5 M\$ pour le trimestre terminé le 31 mars 2007.

## **INSTRUMENTS FINANCIERS ET AUTRES INSTRUMENTS**

La société a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques auxquels l'exposent les fluctuations du prix du gaz naturel et des taux d'intérêt. L'évaluation des instruments dérivés au 31 mars 2007 est présentée dans le tableau qui suit. Pour en savoir plus sur les instruments dérivés de Terasen Gas, se reporter au rapport de gestion annuel de 2006 de la société.

Actif (passif)	Nombre de swaps	Durée résiduelle (années)	31 mars 2007		31 décembre 2006	
			Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>(en millions de dollars)</i>						
Swaps de taux d'intérêt						
Terasen Inc.	2	2-8	- \$	(0,1)	\$	1,3 \$
Terasen Gas <sup>1</sup>	3	1	-	(0,7)	-	(0,9)
TGVI <sup>1</sup>	2	2	-	(0,2)	-	(0,3)
Corridor <sup>1</sup>	2	3-8	-	(1,6)	-	(1,0)
Swaps sur le prix du gaz naturel						
Terasen Gas et TGVI <sup>1,2</sup>	274	Jusqu'à 3	(33,9)	(33,9)	(139,0)	(139,5)

<sup>1</sup> Les instruments dérivés qu'utilisent Terasen Gas et TGVI ont trait aux activités réglementées; tout gain ou toute perte qui en découle est, sous réserve de l'autorisation des organismes réglementaires, répercuté sur les clients par le biais des tarifs futurs. Corridor a conclu des contrats de dérivés au nom de ses expéditeurs et tout gain ou perte leur est directement imputé.

<sup>2</sup> La juste valeur des instruments dérivés sur le gaz naturel ne reflète que la valeur de ces instruments dérivés et non la variation compensatrice de la valeur des futurs achats sous-jacents de gaz naturel. Ces justes valeurs correspondent aux montants estimatifs que la société recevrait ou verserait pour résilier les contrats aux dates établies.

## RÉGLEMENTATION

### PROLONGATION DES ENTENTES DE RÈGLEMENT DE TGI ET DE TGVI

En janvier 2007, Terasen Gas Inc. a présenté une demande de prolongation de l'entente de règlement du programme de tarification fondé sur le rendement (PTR) 2004-2007. Après un long processus de consultation des parties prenantes, Terasen Gas Inc. a présenté une demande d'approbation pour une prolongation de deux ans du PTR 2004-2007 actuel. La demande portait sur l'approbation d'une prolongation du délai de règlement en vigueur pour le porter à 2008-2009. Le 22 mars 2007, la BCUC a approuvé la demande telle quelle.

TGVI a également fait la demande d'une prolongation de son entente de règlement échéant à la fin de 2007. Après un long processus de consultation des parties prenantes, TGVI a présenté une demande d'approbation pour une prolongation de deux ans de l'entente de règlement négocié 2006-2007 en vigueur. Le 22 mars 2007, la BCUC a approuvé la demande telle quelle.

## ACTIVITÉS DE DÉVELOPPEMENT

Les paragraphes qui suivent donnent les faits les plus récents concernant les activités de développement du premier trimestre 2007. Pour en savoir plus sur les activités de développement de la société, se reporter au rapport de gestion annuel de 2006 de Terasen.

### TERASEN GAS (WHISTLER) (« TGW »)

TGW convertit actuellement son pipeline de propane en pipeline de gaz naturel. Le projet nécessitera que TGVI prolonge son réseau de distribution jusqu'à Whistler par la construction d'un pipeline latéral de 50 kilomètres de Squamish à Whistler. TGVI et TGW ont reçu l'autorisation de la BCUC pour la construction de ce pipeline et la conversion du pipeline de propane. La construction commence en 2007, et la mise en service du pipeline de gaz naturel est prévue pour la fin 2008 ou le début 2009.

### EXPANSION DE CORRIDOR

Kinder Morgan Canada a collaboré avec Shell et ses partenaires dans le projet de sables bitumineux de l'Athabasca pour augmenter la capacité du pipeline Corridor en la faisant passer de 155 000 b/j à 300 000 b/j d'ici 2009. Par la suite, la capacité augmentera de 90 000 b/j tous les deux ans.

Le projet, actuellement en cours, vise la construction d'un pipeline plus grand et permettra d'augmenter la capacité du réseau de 110 000 b/j au départ. Le coût de cette expansion est d'environ 1,8 G\$, et la mise en service est prévue pour la fin de l'année 2009.

### **TMX**

Au cours du premier trimestre de 2007, Trans Mountain a terminé la construction et la mise en service de l'expansion de la station de pompage qui a permis d'augmenter la capacité de 35 000 b/j. Cette capacité supplémentaire a été intégrée au réseau le 1<sup>er</sup> avril 2007.

La prochaine phase de l'expansion de Trans Mountain est la construction d'un doublement d'ancrage entre Hinton, en Alberta, et Rearguard, en Colombie-Britannique, ce qui accroîtra la capacité de 40 000 b/j d'ici 2009. Le projet de doublement d'ancrage a reçu toutes les approbations requises des organismes de réglementation, et les travaux débiteront au second trimestre de 2007.

Les travaux commerciaux de développement de TMX-2 se poursuivent. Il s'agit de la prochaine étape dans l'expansion du réseau existant de Trans Mountain entre Edmonton, en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique.

### **ÉVALUATION DES RISQUES**

Le profil de risque de Terasen demeure pratiquement identique à celui qui est décrit dans le rapport de gestion annuel de 2006 de la société.

### **DÉCLARATIONS PROSPECTIVES**

Certains renseignements figurant dans le présent rapport de gestion représentent des déclarations prospectives. Dans la mesure du possible, les mots « s'attendre à », « projeter », « croire », « estimer », « prévoir » et autres expressions similaires sont utilisés pour désigner des déclarations prospectives. Les exemples de déclarations prospectives comprennent notamment des énoncés concernant les projets en attente, les projets prévus ou les acquisitions possibles ainsi que la cession prévue par KMI de Terasen Inc. et de ses principaux actifs de distribution du gaz naturel et la cession proposée du réseau de pipelines Corridor. Ces déclarations comportent certains risques, incertitudes et hypothèses qui ont trait aux résultats d'exploitation, au cadre réglementaire et à la conjoncture économique. Dans le cas des projets en attente et des projets prévus, elles comportent aussi des risques liés à la conception et à la construction, aux processus réglementaires, à l'obtention de financement et à l'exécution d'obligations par des tiers, y compris des associés, des entrepreneurs et des fournisseurs, et dans le cas des acquisitions possibles, des risques liés à l'obtention de financement, à l'acquisition d'actifs ou d'entreprises à un prix approprié et à la capacité de réaliser des synergies en temps utile et d'une manière rentable. Dans le cas de la cession prévue, les risques se rapportent à l'obtention des autorisations nécessaires, y compris l'autorisation réglementaire et le respect d'autres conditions préalables à la clôture. Même si la société estime que ces déclarations sont fondées sur des hypothèses raisonnables, certains facteurs peuvent faire en sorte que les résultats ou le rendement réels, voire les réalisations, diffèrent substantiellement des résultats présentés explicitement ou implicitement dans les déclarations prospectives. Ces dernières sont expressément visées dans leur intégralité par la présente mise en garde. La société décline toute responsabilité relativement à la mise à jour ou à la révision des déclarations prospectives pour refléter de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances.

### **INFORMATION ADDITIONNELLE**

Des renseignements complémentaires au sujet de Terasen sont disponibles sur le site de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).